

R-4110-2019 : HQD – Plan d’approvisionnement

Demande de renseignements n° 1 du Regroupement national des conseils régionaux de l’environnement du Québec (« RNCREQ ») au Distributeur

A. Réseau Intégré — Prévision de la demande

1. Références : (i) B-0007, (ii) B-0009, (iii) B-0024, page p. 17 (R7.2)

Préambule:

Pour plusieurs raisons, la prévision de la demande du Distributeur ne donne pas, de l’avis du RNCREQ, une vision juste de l’avenir. Ces raisons sont, d’une part, l’approche utilisée pour décrire l’évolution de la demande sur l’horizon 2029 et, d’autre part, le fait que certains éléments importants aient changés depuis la publication du document.

L’approche utilisée par le Distributeur pour décrire les grandes tendances prévues pour les dix prochaines années est de comparer la situation en 2029 avec celle en 2019 et de fournir des explications pour les différences. Or, cette approche peut créer des effets trompeurs pour deux raisons.

D’abord, il y a le fait que l’année de départ (2019) fait partie des années où la demande était exceptionnellement basse en raison du conflit de travail chez ABI. Cet effet est bien illustré à la Figure 1.3 (page 11), où on constate une réduction de la demande d’environ cinq (5) TWh dû au conflit ABI. Or, si le point de départ est abaissé, la croissance entre ce point et le point final (2029) est nécessairement exagérée. En annualisant l’écart entre la demande en 2019 et celle en 2029, comme fait le tableau encadré à la Figure 1.3, l’effet inévitable est d’exagérer la croissance annuelle réelle prévue pour la prochaine décennie.

La deuxième raison pour cet effet trompeur est d’ignorer les événements qui auront lieu entre 2019 et 2029. Dans un contexte où la demande croîtrait à un rythme constant, cet effet ne serait pas important. Toutefois, en réalité, ce n’est pas le cas. La consommation d’électricité pour l’usage cryptographique associé aux chaînes de blocs est sensé augmenter sensiblement entre 2020 et 2023, pour ensuite redescendre. L’approche de simplement comparer la demande en 2019 et 2029 fait totalement abstraction de ce phénomène.

En plus de ces faits, la conjoncture actuelle a beaucoup changé depuis la publication du Plan en novembre 2019. Deux changements en particulier sautent aux yeux:

- 1) Le fait que l'appel de propositions pour l'usage cryptographique A/P 2019-01 n'a produit que 60 MW en contrats, comparé aux 300 MW prévus au départ (réf. (iii)).
- 2) L'arrivée de la pandémie COVID-19 qui aura sans doute des effets économiques importants, du moins à court terme.

Chacun de ces deux faits pourrait modifier la prévision des besoins en énergie et en puissance de manière substantielle. Devant ces deux faits imprévus, une mise à jour de la prévision est requise.

Les prochaines demandes invitent le Distributeur d'une part à faire des mises à jour sur sa prévision, et, d'autre part, de modifier sa présentation afin d'éviter les effets trompeurs mentionnés ci-dessus. Notamment, afin d'éviter les effets trompeurs en relation à la reprise après le conflit ABI, nous suggérons de faire des comparaisons sur la base de la demande en 2020 plutôt qu'en 2019. Une autre solution serait de les faire sur la base des données de 2019 corrigées afin d'éliminer l'effet du conflit de travail ABI.

Demandes :

- 1.1. Est-ce que le Distributeur partage les points de vue exprimés en préambule? Veuillez élaborer.**
- 1.2. Le Distributeur est-il d'avis que la pandémie de la COVID-19 aura un effet sur le Contexte économique général tel que décrit à la section 1.1 de la référence (i)? Si oui, veuillez décrire dans quelle mesure.**
- 1.3. Veuillez présenter une mise à jour de la prévision de la demande qui tient compte a) de la pandémie de la COVID-19, et b) des résultats de l'A/P 2019-01.**
 - 1.3.1. Dans cette mise à jour, veuillez inclure des mises à jour des tableaux et figures suivantes. Veuillez utiliser comme point de départ soit les données de l'année 2020, soit celles de l'année 2019 corrigées afin d'éliminer l'effet du conflit de travail ABI.**
 - **Figure 1.3 ;**
 - **Figure 1.4 ;**
 - **Figure 1.5 ;**
 - **Figure 1.6 ;**
 - **Figure 1.7 ;**
 - **Tableau 2.1 ;**

- **Figure 2.1 ;**
- **Figure 2.2 ;**
- **Figure 2.3 ;**
- **Tableau 2.3 ;**
- **Tableau 2.4 ;**
- **Tableau 3.4 ;**
- **Tableau 3.10 ;**
- **Tableau 3.19 ;**
- **Tableau 3.20 ;**
- **Tableau 3.22 ;**
- **Tableau 3.23 ;**

1.3.2. Veuillez également mettre à jour les sections suivantes de B-0007:

- **Section 1.1;**
- **Section 1.2;**
- **Section 1.3;**
- **Section 2.1; et**
- **Section 2.2.**

1.3.3. Veuillez également mettre à jour la Section 3 de B-0009 (p. 15 à 22), incluant les tableaux 3.1 et 3.2, ainsi que les figures 8.2 à 8.8, inclusivement.

2. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 11 (Figure 1.3) et 24 (Tableau 2.1)

Préambule :

La Figure 1.3 présente les Ventes régulières du Québec, avec et sans l'effet du conflit à l'aluminerie de Bécancour (ABI).

Demandes :

2.1. Veuillez confirmer que la ligne pointillée en bleu foncé de la Figure 1.3 (« Ventes prévues ») illustre la dernière ligne du Tableau 2.1 (« VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC »). Sinon, veuillez fournir les données de la Figure 1.3 en forme tabulaire (format Excel).

2.2. Veuillez fournir en format Excel les données illustrées par la ligne pointillée bleu pâle (« Ventes prévues sans effet conflit ABI ») de la Fig. 1.3.

3. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 12

Citation :

« *Croissance de base*

Parmi les plus importants facteurs expliquant la croissance de base des différents secteurs se retrouvent la croissance des abonnements, la conjoncture économique et l'augmentation du taux de diffusion des équipements, tant au secteur résidentiel qu'au secteur commercial (+12 TWh). Cette croissance est atténuée principalement par l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements, mais aussi, dans une moindre mesure, par l'impact des changements climatiques.

Comme mentionné ci-dessus, l'efficacité énergétique des équipements est prise en compte dans la prévision au moyen des informations portant sur l'évolution de l'efficacité énergétique des usages finaux fournies au Distributeur par l'*Energy Forecasting Group*, des interventions en efficacité énergétique du Distributeur, mais aussi des divers programmes développés par Transition énergétique Québec. Ainsi, l'ensemble de ces éléments contribue à réduire les ventes résidentielles et commerciales de près de 6 TWh sur l'horizon du Plan. » (nos soulignés)

Préambule :

Selon la Figure 1.4, la Croissance de base compte pour 7,8 TWh (3,2+2,7+1,9) de l'évolution des ventes pour la période 2019-2029.

Demandes :

3.1. En tenant compte de la mise à jour fournie en réponse à la Demande 1, veuillez préciser les réductions à la croissance de base pour la période 2019-2029 dues :

- à l'évolution de l'efficacité énergétique des usages finaux fournie au Distributeur par l'*Energy Forecasting Group*;
- aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur;
- aux divers programmes développés par Transition énergétique Québec; et
- aux effets des changements climatiques.

3.2. En tenant compte de la mise à jour fournie en réponse à la Demande 1, veuillez fournir un tableau indiquant, pour chaque année entre 2019 et 2029, pour le secteur résidentiel :

- **La croissance de base « brute » ;**
- **Les réductions à cette croissance de base « brute » dues :**
 - **à l'évolution de l'efficacité énergétique des usages finaux fournie au Distributeur par l'*Energy Forecasting Group*;**
 - **aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur;**
 - **aux divers programmes développés par Transition énergétique Québec; et**
 - **aux effets des changements climatiques.**

3.3. Veuillez fournir un tableau présentant les mêmes informations pour le secteur commercial.

4. Référence : B-0024, page 24, Réponse 8.3

Préambule :

La réponse fait référence au sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel – Édition 2018*.

Demande :

4.1 Veuillez fournir une copie du sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel – Édition 2018*.

5. Références : (i) B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 12 (Fig. 1.4), 13, 24 (Tableau 2.1) et 27, (ii) B-0024, HQD-5, doc. 1, page 17 (Réponse 7.1)

Citation :

(i) Réf. (i), Page 13

« *Développement de marchés*

- **Chaînes de blocs** : La prévision des ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs tient compte de la décision D-2019-052 de la Régie (dossier R-4045-2018) limitant le bloc de puissance attribué à cette activité commerciale à 668 MW, dont 300 MW découlant de l'appel de propositions A/P 2019-01 et 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux. Lorsque converti en énergie, le Distributeur prévoit des ventes annuelles variant entre 1,0 TWh en 2019 et 5,4 TWh à son apogée, en 2023, pour ensuite décroître durant les années subséquentes.

Tout au long de la période couverte par le Plan, le Distributeur anticipe une baisse de l'intensité énergétique dans ce secteur découlant de l'amélioration des équipements informatiques utilisés pour les activités de « minage ». D'autres facteurs, tels que l'émergence d'autres cryptomonnaies ne nécessitant pas autant de support informatique que le Bitcoin ou la baisse d'intérêt à « miner » le Bitcoin en raison d'un plafonnement de son offre, pourraient aussi contribuer à exercer une pression à la baisse sur les ventes d'électricité à l'horizon couvert du Plan. » (nos soulignés)

(ii) Réf. (i), Page 27

« La prise en compte de la baisse anticipée de l'intensité énergétique et la possible émergence d'autres cryptomonnaies dans le secteur des chaînes de blocs expliquent la faible croissance de ce secteur à l'horizon 2029. »

(iii) Réf. (ii)

« 7.1 Veuillez expliquer la raison pour laquelle le Distributeur présume que la réduction de l'intensité énergétique des équipements informatiques entraînera une forte baisse des ventes d'électricité, soit de plus de 50 % de 2024 à 2026 et de 73 % de 2024 à 2027 (références (i) et (ii)) et que cette réduction ne sera pas compensée par l'augmentation du parc d'équipements informatiques des clients exploitant le bloc d'énergie dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

Réponse :

Le positionnement du Distributeur prend en compte plusieurs éléments, notamment la baisse de l'intensité énergétique des équipements, le plafonnement programmé de l'offre, l'attrition du nombre de clients pour ce secteur ainsi que l'émergence d'autres cryptomonnaies ne nécessitant pas autant de support informatique.

De surcroît, les récents résultats de l'appel de propositions ont permis de constater l'engouement mitigé pour les chaînes de blocs, ce qui vient soutenir le positionnement adopté dans le Plan. »

Demandes :

5.1 Veuillez préciser dans quelle(s) ligne(s) du Tableau 2.1 se trouvent les ventes dues au Développement de marchés (chaînes de blocs, centres de données, serres) et de l'électrification des transports.

5.1.1 Veuillez reproduire le Tableau 2.1 en ventilant chacun de ces éléments dans une ligne distincte.

5.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur considère que les ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs atteindront leur apogée en 2023, pour ensuite décroître durant les années subséquentes.

5.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur considère que l'émergence d'autres cryptomonnaies ne nécessitant pas autant de support informatique que le Bitcoin et/ou une baisse de l'intensité énergétique découlant de l'amélioration des équipements informatiques utilisés pour les activités de « minage » amènerait un client ayant un contrat l'autorisant à utiliser une certaine quantité d'électricité pour l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs à réduire sa consommation, plutôt qu'à augmenter sa production.

6. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 38, Tableau 2.8

Préambule :

Le Tableau 2.8 indique les écarts des ventes annuelles de Développement de marchés, de Technologies émergentes et de Croissance de base, par catégorie, par rapport au Plan antérieur, mais il n'y a pas de tableau indiquant les ventes totales prévues pour chacune de ces catégories dans le présent Plan.

Demande :

6.1 Veuillez fournir un tableau indiquant les ventes annuelles pour chacune des catégories au Tableau 2.8, et ce, pour chaque année du Plan.

7. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 24 (Tableau 2.1) et 27

Citation (p. 27):

« Parmi les facteurs de croissance, la prévision intègre une forte contribution des efforts de développement de marchés (+3,7 TWh), soit :

- +2,5 TWh pour les centres de données ;
- +0,3 TWh pour les chaînes de blocs ;
- +0,9 TWh pour les serres. »

Préambule :

Le Tableau 2.1 indique que des 6.8 TWh de croissance prévue pour le secteur commercial entre 2019 et 2029, 100% de cette croissance aura lieu entre 2019 et 2022, dont 5.2 TWh pour le C-I et de 1,6 TWh dans les Réseaux municipaux et Éclairage public.

Demandes :

- 7.1 Veuillez justifier en détail la prévision d'une croissance de 5.2 TWh pour le C-I et de 1,6 TWh dans les Réseaux municipaux et Éclairage public entre 2019 et 2022.**
- 7.2 Veuillez présenter votre prévision des ventes aux secteurs a) commercial et institutionnel et b) Réseaux municipaux et Éclairage public (Tableau 2.1) en isolant les ventes dues aux usages cryptographiques associés aux chaînes de bloc dans chacune des deux catégories.**
- 7.3 Est-ce que les prévisions mentionnées en préambule tiennent compte des résultats de l'A/P 2019-01? Sinon, veuillez faire les ajustements nécessaires au Tableau 2.1.**
- 7.4 Est-ce que le Distributeur a une estimation du prix du Bitcoin en bas duquel la production au Québec ne serait plus rentable? Le cas échéant, veuillez l'indiquer.**
- 7.5 Étant donné la récente chute du prix du Bitcoin (autour de \$9 000 au moment du dépôt de la Demande par rapport à plus que 16 000 \$ en juin 2019), est-ce que le Distributeur maintient la prévision présentée au Tableau 2.1? Sinon, veuillez faire les mises à jour appropriées.**

8. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 14 et 23

Citation 1 (p. 14) :

« Production photovoltaïque distribuée »

- L'accroissement du taux de diffusion des systèmes photovoltaïques résidentiels et commerciaux entraînera une baisse des ventes du Distributeur de 1,3 TWh à l'horizon 2029. À l'horizon du Plan, le Distributeur estime que 70 % de la production photovoltaïque proviendra des systèmes résidentiels contre 30 % pour les systèmes commerciaux. »

Demandes :

8.1 Veuillez détailler la prévision de production photovoltaïque a) résidentielle et b) commerciale pour chaque année entre 2020 et 2029, en MW et en MWh, qui sous-tend la baisse des ventes du Distributeur de 1,3 TWh à l'horizon 2029.

8.2 Veuillez préciser si cette prévision présume le maintien des règles existantes gouvernant la production photovoltaïque (mesurage net), ou si elle présume une modification quelconque.

8.2.1 Si une modification est présumée, veuillez en préciser la nature et l'année à laquelle elle devrait entrer en vigueur, ainsi que la procédure qu'envisage le Distributeur pour l'effectuer.

Préambule :

Lors des dossiers tarifaires R-4011-2017 et R-4057-2018, le Distributeur a proposé de modifier le régime de mesurage net en réseau intégré de manière à réduire la compensation des kWh injectés à 2,96 cents/kWh¹. Il justifiait cette proposition en affirmant qu'elle « permettrait d'accorder à l'électricité injectée dans le réseau du Distributeur une valeur économique reflétant le coût évité en énergie, incluant les pertes ».² En audience dans le dossier R-4011-2017, il a évoqué le risque d'une croissance rapide de la demande au Québec en autoproduction, les dangers de tomber dans une spirale et l'importance de préserver les volumes d'électricité et la fiabilité du réseau³. En entrevue avec le *Journal de Québec* en janvier 2018, le PDG d'Hydro-Québec a parlé d'une « spirale de la mort » dû à l'autoproduction solaire⁴.

Citation 2 (p. 23) :

¹ R-4057-2018, [HQD-13, document 1](#), p. 32-33.

² Ibid., p. 32, lignes 14-15.

³ R-4011-2017, [NS du 5 décembre 2018](#), p. 237 à 244.

⁴ <https://www.journaldequebec.com/2018/01/09/hydro-pourrait-se-lancer-dans-les-maisons-intelligentes>

« De façon particulière, le Distributeur continue de suivre l'évolution de la production photovoltaïque distribuée et de l'électrification des transports afin d'établir un positionnement sur leurs impacts dans le contexte québécois. »

Demande :

8.3 Est-ce que le point de vue du Distributeur à l'égard des implications de l'autoproduction solaire a changé depuis les énoncés mentionnés en préambule? Le cas échéant, veuillez expliquer l'évolution de ce point de vue, en précisant quand ce changement a eu lieu, et les raisons qui l'ont motivé.

9. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, page 53, R11.1 et 11.2

Citation :

« R11.1.1 : Le Distributeur confirme que plus de la moitié de l'accroissement de la diffusion prévue des systèmes photovoltaïques distribués se produira entre 2026 et 2029.

R11.2 : En date du 31 décembre 2019, 714 clients étaient inscrits à l'option I de mesurage net. L'impact de ces clients sur les ventes annuelles du Distributeur est d'environ 5 GWh. »

Demandes :

9.1 Veuillez élaborer sur les raisons qui amènent le Distributeur à prévoir un accroissement significatif de la diffusion des systèmes photovoltaïques distribués après 2026, et pas avant.

9.2 Quelle est l'hypothèse du Distributeur à l'égard de la réduction de coût d'un système photovoltaïque d'ici 2026 (en dollars courants ou constants)?

9.3 Quelle est l'hypothèse du Distributeur à l'égard de l'augmentation du prix d'électricité au Québec d'ici 2026 (en dollars courants ou constants)?

10. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 15

Citation :

« La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de la prévision des besoins en énergie. Cette prévision inclut la réduction de la

demande de puissance provenant des mesures de gestion qui ne sont pas sous le contrôle d'Hydro-Québec, telles que la biénergie résidentielle. Cependant, les moyens de gestion de la demande de puissance tels que l'électricité interruptible, l'interruption chaînes de blocs et le programme GDP affaires ne sont pas pris en compte dans la prévision des besoins en puissance. » (nos soulignés)

Préambule :

Lors du dossier R-4045-2018, le Distributeur avait affirmé que « le bloc de 500 MW n'a pas d'impact sur le bilan en puissance dès lors que les clients s'effacent à la pointe pour les heures les plus critiques de l'hiver »⁵.

Demandes :

- 10.1 Veuillez confirmer que, pour les fins de la préparation du Plan d'approvisionnement, le Distributeur a choisi d'inclure aux besoins la puissance totale dédiée à l'usage cryptographique associé aux chaînes de bloc, et de traiter l'effacement obligatoire comme un moyen de gestion.**
- 10.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a choisi l'approche décrite en réponse à la Demande précédente, plutôt que d'inscrire aux besoins la puissance dédiée à l'usage cryptographique associé aux chaînes de bloc, nette de l'effacement obligatoire.**

11. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 17 (Figure 1.8) et 57 (Tableau 3.22)

Préambule :

La Figure 1.8 présente les fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande à conditions climatiques normales (besoins en énergie). Les fourchettes semblent s'élargir sensiblement à partir de l'année 2025.

Le Tableau 3.22 présente la prévision des besoins en énergie pour les scénarios faible et fort.

Demandes :

- 11.1 Veuillez préciser les limites supérieures et inférieures de la fourchette à a) 80% et b) 95% de probabilité, pour l'année 2029, selon la Figure 1.8.**

⁵ R-4045-2018, B-0027, p. 17, réponse 5.6.

- 11.2** Veuillez fournir un tableau, en format Excel, présentant les données illustrées à la Figure 1.8.
- 11.3** Veuillez expliquer pourquoi les fourchettes d'encadrement deviennent soudainement plus larges à partir de 2025.
- 11.4** Veuillez confirmer que les scénarios fort et faible, selon le Tableau 3.22, correspondent respectivement aux limites supérieure et inférieure de la fourchette de 80%. Sinon, veuillez préciser la relation entre le Tableau 3.22 et la Figure 1.8.
- 11.5** Veuillez expliquer en détail comment ces fourchettes d'encadrement sont utilisées par le Distributeur dans sa planification.
- 11.6** Est-ce que le Distributeur a des stratégies pour répondre à des scénarios aux limites supérieures des fourchettes d'encadrement a) de 80% et b) de 95%? Veuillez les présenter en détail.

12. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 35 (Figure 2.6) et 58 (Tableau 3.23)

Préambule :

La Figure 2.6 présente les fourchettes d'encadrement de la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

Le Tableau 3.23 présente la prévision des besoins en puissance pour les scénarios faible et fort.

Demandes :

- 12.1** Veuillez confirmer que les scénarios fort et faible, selon le Tableau 3.23, correspondent respectivement aux limites supérieure et inférieure de la fourchette de 80%. Sinon, veuillez préciser la relation entre le Tableau 3.23 et la Figure 2.6.
- 12.2** Veuillez expliquer en détail comment ces fourchettes d'encadrement sont utilisées par le Distributeur dans sa planification.
- 12.3** Est-ce que le Distributeur a des stratégies pour répondre à des scénarios aux limites supérieures des fourchettes d'encadrement a) de 80% et b) de 95%? Si oui, veuillez les présenter en détail.

13. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 23

Citation :

« De par son adhésion à l'*Energy Forecasting Group*, le Distributeur a accès à diverses ressources telles que :

- les intrants aux modèles à usages finaux ;
- des présentations méthodologiques, le partage d'informations sur le contexte énergétique (production photovoltaïque distribuée, véhicules électriques, stockage d'énergie, etc.) et le balisage ;
- l'expertise d'autres distributeurs d'énergie et de firmes spécialisées avec qui échanger sur des aspects méthodologiques. »

Demandes :

13.1 Veuillez décrire en détail le *Energy Forecasting Group*. Est-il un consultant, un consortium, ou autre chose? Veuillez indiquer ces principaux membres et/ou ses principaux clients, ainsi que toute autre information pertinente.

13.2 Veuillez fournir une liste des documents du *Energy Forecasting Group* obtenus par le Distributeur et sur lesquels il s'est appuyé pour la réalisation du présent Plan ou pour établir son positionnement sur les impacts de la production photovoltaïque distribuée et de l'électrification des transports dans le contexte québécois.

13.3 Est-ce que ces documents sont protégés par un engagement de non-divulgaration de la part d'HQD? Le cas échéant, veuillez préciser si HQD a le droit de les fournir a) à son régulateur, et b) à des intervenants moyennant l'exécution d'une entente de non-divulgaration.

Le RNCREQ se réserve le droit de demander la production (sous entente de non-divulgaration, si nécessaire) de certains des documents mentionnés à la réponse de la demande 13.2.

14. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 31, Tableau 2.2

Préambule :

Le tableau présente les taux de pertes (en énergie) de transport et de distribution.

Demande :

14.1 Veuillez présenter un tableau similaire au Tableau 2.2 qui présente les taux de pertes en puissance, à la pointe du réseau, de transport et de distribution.

15. Référence : (i) B-0007, HQD-2, doc. 2, page 32 (Tableau 2.4) et page 57 (Tableau 3.20)

(ii) B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 19, Tableau R-7.3

Préambule :

Selon le tableau 2.4, les besoins en puissance pour les Chaînes de bloc augmenteront de 100 MW en 2018-19 à 718 MW en 2021-24, pour descendre ensuite à 182 MW en 2026.

Le Bilan de Puissance selon le Tableau R-7.3 diffère à plusieurs égards à celui au Tableau 2.4.

Les Besoins à la pointe au Tableau R-7.3 sont moindres que ceux au Tableau 2.4 de B-0007 (Prévision des besoins en puissance), par des quantités variant de 6 MW en 2018-19 à 258 MW en 2022-23.

Demandes :

15.1 Veuillez confirmer que la réduction des besoins à la pointe entre le Tableau 2.4 et le Tableau R-7.3 représente surtout les résultats de l'A/P 2019-01. S'il y a d'autres facteurs contribuant aux différences entre les besoins à la pointe selon le Tableau 2.4 et le Tableau R-7.3, veuillez les préciser.

15.2 Veuillez fournir une mise à jour du Tableau 2.4 qui est conforme aux Besoins à la pointe indiqués au Tableau R-7.3.

15.3 Veuillez présenter un tableau qui indique pour chaque année et pour la clientèle d'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs:

- la puissance souscrite,
- l'effacement prévu à la pointe, et
- les besoins nets en puissance.

15.4 Veuillez fournir les mêmes informations pour les clients d'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs des réseaux municipaux.

15.5 Veuillez préciser les hypothèses sur lesquelles le Distributeur s'est appuyé pour faire cette prévision, par exemple :

- **Si l'obligation d'effacement s'applique aux clients existants du Distributeur et des RM, ou non; et**
- **Si l'obligation d'effacement prend fin à un certain moment et, le cas échéant, quand.**

16. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, page 32, Tableau 2.4

Préambule :

Selon le tableau, la catégorie « Autres usages » compte pour environ 25 % des besoins en puissance.

Demande :

16.1 Veuillez ventiler la ligne « Autres usages » entre les usages les plus importants, soit ceux comptant pour 2 000 MW ou plus en 2018-19, et les « autres » autres usages.

17. Référence : B-0007, HQD-2, doc. 2, pages 33 (Figure 2.4), 35 et 36 (Tableau 2.5)

Préambule :

La Figure 2.4 présente l'aléa climatique sur les besoins en énergie par trimestre pour l'année 2024.

Le Tableau 2.5 présente l'aléa sur les besoins annuels en énergie.

L'aléa annuel climatique pour l'année 2024, selon le Tableau 2.5, est 2,3 TWh.

Citation (p. 35)

« Une manière de quantifier l'aléa est de calculer l'écart-type (tableau 2.5 et tableau 2.6) sur l'ensemble des évolutions possibles des besoins. De façon générale :

- Le scénario de référence ± 1 écart-type couvre une probabilité d'occurrence de 68 %.
- Le scénario de référence ± 2 écarts-types couvre une probabilité d'occurrence de 95 %.

Demandes :

17.1 Veuillez expliquer en détail :

- la relation entre le Tableau 2.5 et la Figure 2.4.
- où, à la Figure 2.4, se trouvent les 2,3 TWh identifiés selon le Tableau 2.5 comme aléa annuel climatique pour l'année 2024.

17.2 Veuillez élaborer sur la relation entre la notion d'aléa, telle qu'utilisée par HQD, et celle de l'écart-type.

17.3 Est-ce que la fourchette des aléas à 95% s'apparente à la fourchette de ± 2 écarts-type ? Sinon, veuillez expliquer la différence.

B. RI — Stratégies

18. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 17, Tableau 3.1

Préambule :

Le Tableau présente le bilan prévisionnel d'énergie du Distributeur.

Demande :

18.1 Veuillez expliquer en détail comment les valeurs présentées aux lignes suivantes ont été fixées :

- 18.1.1** « Électricité patrimoniale utilisée » ;
- 18.1.2** « Achats sur les marchés de court terme » ;
- 18.1.3** « Dont achats en hiver » ; et
- 18.1.4** « Surplus (électricité patrimoniale inutilisée) ».

Étant donné l'absence d'informations dans la preuve en chef sur la méthode utilisée pour déterminer ces valeurs, le RNCREQ pourra demander à la Régie de permettre des questions de suivi sur les réponses à cette demande, afin d'alléger le processus réglementaire et d'éviter des contre-interrogatoires inutilement longs.

19. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 18, Tableau 3.2

Préambule :

Le Tableau présente le bilan prévisionnel en puissance du Distributeur.

Demandes :

- 19.1 Concernant la ligne « Programme GDP Affaires », veuillez expliquer comment cette prévision a été établie.**
- 19.2 Concernant la ligne « Interruption chaînes de blocs », veuillez préciser les hypothèses derrière la prévision, notamment à l'égard du montant de 173 MW en 2026-2029.**
- 19.3 Ce bilan tient-il compte des résultats réels de l'A/P 2019-01? Si non, veuillez présenter un bilan de puissance qui le fait.**

20. Référence : (i) B-0009, HQD-2, doc. 3, page 18 (Tableau 3.2)

(ii) B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 19, Tableau R-7.3

Demande :

20.1 Veuillez expliquer les écarts entre le Tableau R-7.3 et le Tableau 3.2 à l'égard :

- **des contrats avec HQP;**
- **des interruptions chaînes de blocs;**
- **de la bonification électricité interruptible; et**
- **de l'admissibilité GDP Affaires de clients L de moins que 50 MW.**

21. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 18

Citation :

« Compte tenu de la fin de certains contrats et de la croissance des besoins, un nouvel approvisionnement de long terme sera requis, à partir de l'hiver 2025-2026 selon le bilan de puissance et de l'année 2027 selon celui d'énergie. Le Distributeur suit de près l'évolution de la situation de l'équilibre énergétique et

présentera, au moment opportun, une stratégie visant l'acquisition de nouveaux approvisionnements. »

Demandes :

- 21.1 Veuillez préciser les contrats qui viennent à échéance, en mentionnant les noms des contractants et les quantités d'énergie et la puissance de chaque contrat.**
- 21.2 Veuillez préciser le délai estimé entre l'émission d'un appel d'offres en puissance de long terme et la livraison de la puissance contractée.**
- 21.3 Veuillez préciser le délai estimé entre l'émission d'un appel d'offres en énergie de long terme et la livraison de l'énergie contractée.**

22. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 45

Citation :

« Une capacité de 265 MW provenant de la centrale des Churchill Falls est rendue disponible à Nalcor Energy pour l'alimentation en priorité de la charge du Labrador. Les capacités excédentaires peuvent ensuite être mises en marché. Le Distributeur ne dispose d'aucune convention de transactions avec Nalcor Energy. Or, une telle convention est nécessaire pour conclure des transactions avec une contrepartie. Aucun achat en provenance de ce marché n'est donc possible en ce moment. »

- 22.1 Veuillez expliquer quelles démarches seraient nécessaires afin de conclure une convention de transactions avec Nalcor Energy.**
- 22.2 Outre la conclusion de la convention, quelles seraient les autres démarches nécessaires pour permettre des achats de court terme de l'énergie auprès de Nalcor Energy?**

23. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 46

Citation :

« La capacité d'importation de l'interconnexion NE-HQT est établie à 2 000 MW. Par contre, l'interconnexion ne peut être utilisée en mode importation lorsque le poste de la Nicolet est requis pour l'acheminement de la production de la centrale LG2-A au bénéfice de la charge locale. Il s'agit de la configuration la plus

fréquente durant les heures de forte consommation au Québec. Dans ce cas, la seule possibilité pour importer de l'énergie au moyen de cette interconnexion consiste à compenser des exportations vers le réseau voisin. Pour ce faire, des droits de passage fermes sur la portion américaine de la ligne doivent être acquis. Le nombre de détenteurs de ces droits de passage est limité et ces derniers sont négociés de gré à gré. Le Distributeur a accès à une capacité de 270 MW de droits de passage. Par conséquent, la possibilité d'importer en pointe n'est pas assurée sur le chemin NE-HQT, mais est possible pour la majorité des heures de l'hiver. »

Demandes :

23.1 Veuillez expliquer en vertu de quel instrument légal le Distributeur a accès à une capacité de 270 MW de droits de passage de la Nouvelle-Angleterre.

23.2 Veuillez expliquer les démarches qui seraient nécessaires afin d'augmenter ces droits de passage.

24. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 47

Citation :

« Par ailleurs, les 500 MW de puissance découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO, annoncée en octobre 2016, ne sont pas mis à la disposition du Distributeur. L'entente pourrait limiter la capacité des interconnexions pour les importations en provenance de l'Ontario. »

Demandes :

24.1 Veuillez confirmer que les 500 MW découlant de l'entente entre Hydro-Québec et l'IESO sont à la disposition d'HQ Production.

24.2 Est-ce que le Distributeur a entamé des démarches auprès d'HQ Production afin d'avoir accès à cette puissance en tout ou en partie? Le cas échéant, veuillez détailler les démarches entreprises et les résultats. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

25. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 47

Citation :

« Le projet Champlain Hudson Power Express (CHPE) est conçu pour permettre l'exportation jusqu'à 1 000 MW du Québec à la ville de New York. Le promoteur a également soumis au NYISO une demande pour accroître la puissance de 250 MW en mode bidirectionnel. »

Demande :

25.1 En présumant que la demande du promoteur sera accueillie par le NYISO, est-ce que c'est le Distributeur ou HQ Production qui aura accès à ces 250 MW? Veuillez expliquer votre réponse.

C. Programmes d'efficacité énergétique

26. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 22

Citation :

Orientations du Distributeur
Clientèle résidentielle
> Sensibiliser les clients aux meilleures pratiques et les accompagner pour une meilleure gestion de l'énergie
> Améliorer les outils favorisant une meilleure connaissance de la consommation d'électricité
> Rester à l'affût des opportunités offertes par de nouveaux produits ou services
> Favoriser le développement des connaissances des jeunes en matière d'utilisation efficace de l'électricité
> Offrir un appui financier lorsque justifié, par exemple, pour les ménages à faible revenu
Clientèle affaires
> Optimiser l'offre de programmes, compte tenu des résultats obtenus dans les dernières années
> Demeurer à l'affût de développements technologiques et de nouvelles pratiques, notamment pour l'électrification efficace des bâtiments et des procédés industriels
> Élargir, s'il y a lieu, l'admissibilité au volet Système de gestion de l'énergie électrique inspiré d'ISO 50 001
Transformation de marchés
> Poursuivre les travaux auprès des organismes responsables afin de faire évoluer les normes et codes en matière d'efficacité énergétique

Demande :

26.1 Veuillez confirmer que le Distributeur ne propose pas d'augmenter son offre de programmes d'économie d'énergie pendant la période du Plan. Si

ce n'est pas le cas, veuillez préciser la nature des programmes additionnels il entend mettre en place, et les gains énergétiques prévus.

27. Références : (i) B-0007, HQD-2, doc. 2, page 25

(ii) B-0007, HQD-2, doc. 2, page 53, Tableau 3.11

Citation (réf. (i)) :

« L'ensemble des efforts en efficacité énergétique, à l'horizon du Plan, contribue à une réduction des ventes résidentielles de près de 4 TWh, et ce, tous usages confondus. Cette réduction de la consommation unitaire se reflète de façon plus marquée dans les nouvelles constructions. »

Préambule :

Le Tableau 3.11 indique que les contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur ont baissé d'environ 1 TWh/an en 2009-12 à environ 0,5 TWh/an en 2013-18.

Demande :

27.1 Veuillez présenter un tableau qui ventile ces gains de 4 TWh par programme, en indiquant l'évolution des gains pour chaque programme et ce, pour chaque année entre 2019 et 2029.

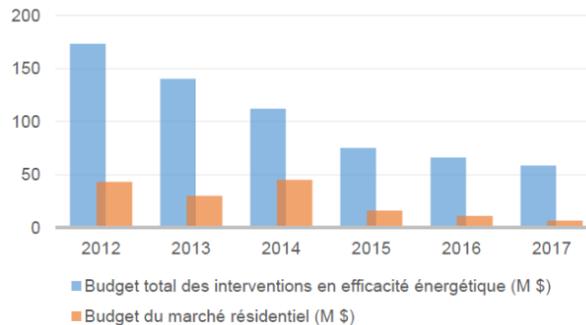
28. Références : (i) B-0007, HQD-2, doc. 2, page 53, Tableaux 3.11 et 3.12

(ii) R-4043-2017, C-RNCREQ-0020, page 16, Graphique 1

(iii) Plan Stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec ([en ligne](http://hydroquebec.com) sur hydroquebec.com)

Citation (réf. (ii)) :

Graphique 1 – Budget total et du marché résidentiel – HQD - 2012-2017



Citations (réf. (iii)) :

Page 19 :
« Les entreprises de tous les secteurs peuvent tirer parti de nos tarifs avantageux et de divers programmes adaptés à leurs besoins.

- Tarifs de développement économique et de relance industrielle
- Programme Solutions efficaces : appui financier pour la mise en oeuvre de plus de 200 mesures en efficacité énergétique »

Page 28 :

« **Offrir des solutions de conversion afin d'électrifier les bâtiments, les procédés industriels et les activités agricoles :**

(...)

- Centrer nos programmes en efficacité énergétique sur les technologies électriques efficaces. »

Préambule :

Le Tableau 3.11 présente l'historique des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du distributeur, et le Tableau 3.12 présente sa prévision.

La prévision est de 0,5 TWh pour chacune des années à l'horizon du Plan.

La référence (ii) démontre que les budgets du Distributeur dédiés à l'efficacité énergétique ont baissé continuellement depuis 2012.

Demandes :

28.1 Veuillez présenter des tableaux similaires aux Tableaux 3.11 et 3.12 indiquant les budgets alloués aux programmes d'efficacité énergétique de chaque secteur, pour chaque année historique et prévisionnelle.

28.2 Veuillez préciser les 200 mesures en efficacité énergétique qui feront l'objet d'un appui financier (réf. (iii)).

29. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 25, Tableau 4.1

Demande :

29.1 Veuillez fournir une explication, ligne par ligne, du Tableau 4.1.

D. Gestion de la puissance

30. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 18, Tableau 3.2

Préambule :

La puissance due à l' « interruption chaînes de blocs » est évaluée à 682 MW entre 2021 et 2025, pour ensuite baisser à 173 MW.

Demandes :

30.1 Veuillez préciser toutes les hypothèses derrière cette prévision des « interruptions chaînes de blocs », dont notamment :

30.1.1 La puissance attribuée suite à l'A/P 2019-01 ;

30.1.2 La décision éventuelle de la Régie quant à l'applicabilité de l'exigence d'interruption pour des clients de chaînes de blocs ayant des contrats existants;

30.2 Veuillez fournir un tableau résumant la consommation d'électricité (énergie et puissance) pour les usages cryptographiques associés aux chaînes de blocs pendant la période du Plan, selon le Plan tel que déposé, en précisant en lignes distinctes :

- **L'énergie consommée**
- **La puissance requise**

- **La réduction de puissance requise due à l'interruption pendant les heures de fine pointe.**

30.3 Veuillez fournir un tableau similaire à celui produit en réponse à la demande précédente, mis à jour selon notamment les résultats de l'A/P 2019-01.

30.4 Veuillez fournir un tableau similaire à celui produit en réponse à la demande 29.2, pour la clientèle des réseaux municipaux.

31. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, pages 18 (Tableau 3.2) et 21 (Tableau 3.3)

Citation :

« Dans le but de maximiser la contribution des moyens de GDP, le Distributeur proposera des modifications à l'option d'électricité interruptible, ainsi qu'aux critères d'admissibilité au programme de GDP Affaires. Ces modifications seront présentées pour approbation à la Régie au moment opportun, en tenant compte des délais requis pour leur mise en place et suivant l'évolution du bilan de puissance. »

Demandes :

31.1 Veuillez décrire la nature des modifications à venir pour l'OÉI et pour les critères d'admissibilité au programme de GDP Affaires.

31.2 Veuillez préciser jusqu'à quel point les prévisions de puissance en vertu du programme GDP Affaires au Tableau 3.2, qui passent de 280 MW en 2019-20 à 515 MW en 2025-26, dépendent de ces changements éventuels.

32. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 22

Citation :

« Par ailleurs, le Distributeur prévoit déposer à la Régie, en août 2021, une mise à jour du potentiel technico-économique des mesures en efficacité énergétique. »

Demandes :

32.1 Veuillez préciser l'ampleur du travail et le budget alloué à cette étude.

32.2 Est-ce que le Distributeur procède également à une mise à jour du potentiel technico-économique des mesures en gestion de la puissance? Le cas échéant, veuillez préciser l'ampleur du travail, la date prévue de livraison et son budget.

33. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 51

Citation :

« Le Distributeur présente une mise à jour de l'évaluation du potentiel de réduction de la puissance électrique au Québec attribuable aux mesures de gestion de la demande de puissance (GDP) pour les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (CI) et petites et moyennes industries (PMI), et ce, pour les années 2020, 2025 et 2030. Cette évaluation vise à établir un portrait global et exhaustif du potentiel technique ainsi que du potentiel technico-économique de ces mesures. »

Demandes :

33.1 Veuillez préciser si cette mise à jour du potentiel tecnico-économique (PTÉ) de la GDP se base sur une étude faite par une tierce partie. Le cas échéant, veuillez préciser le nom du consultant qui a préparé la mise à jour du potentiel;

33.2 Veuillez préciser le titre et la date de son rapport final; et

33.3 Veuillez produire une copie du rapport final.

34. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 57

Citation :

« Le tableau 7.3 présente le potentiel pour l'année 2020 des mesures de gestion de la demande de puissance du secteur résidentiel évaluées de façon regroupée. »

Demande :

34.1 Veuillez présenter le potentiel pour 2020, pour 2025 et pour 2030 pour chacune des mesures identifiées aux Tableaux 7.1 et 7.2, individuellement.

35. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 58

Citation :

« À noter que la mesure Chauffe-eau trois éléments n'entre pas dans le potentiel en 2020. »

Demande :

35.1 Veuillez expliquer pourquoi la mesure Chauffe-eau trois éléments n'entre pas dans le potentiel en 2020.

36. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 62

Préambule :

Selon le tableau 7.4, le potentiel regroupé du secteur résidentiel pour 2020 est de 1 146 MW; selon le tableau 7.6, le potentiel regroupé du secteur CI pour 2020 est de 1 214 à 1 336 MW; et selon le tableau 7.8, le potentiel regroupé du secteur PMI pour 2020 est de 165 MW. Toutefois, selon le tableau 7.9, le potentiel regroupé des secteurs résidentiel, CI et PMI pour 2020 est de seulement 980 à 1 054 MW.

Demande :

36.1 Veuillez expliquer pourquoi le potentiel regroupé des secteurs résidentiel, CI et PMI pour 2020 est significativement moins élevé que la somme des potentiels de chacun des trois secteurs.

37. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 62

Citation :

« Le potentiel commercialement réalisable reste toutefois à être démontré, notamment en raison de l'impact de certaines mesures sur le confort et, plus particulièrement, pour les secteurs CI puisque l'application des mesures peut augmenter l'appel de puissance maximal mensuel de cette clientèle, augmentant ainsi sa facture d'électricité.

Seule une portion du PTÉ identifié dans cette évaluation pourra être exploitée commercialement. »

Demandes :

- 37.1** Veuillez expliquer en détail en quoi l'application des mesures de GDP pour le secteur CI peut augmenter l'appel de puissance maximal mensuel de cette clientèle.
- 37.2** Est-ce que le Distributeur a essayé de concevoir des mesures tarifaires ou autres afin de permettre aux clients du secteur CI de participer à réaliser leur plein potentiel de GDP sans pour autant augmenter leur appel de puissance maximal et donc leur facture?
- 37.3** Est-ce que le Distributeur a fait des estimations de la portion du PTÉ qui peut être exploité commercialement? Le cas échéant, veuillez fournir copie de ses analyses. Sinon, veuillez expliquer pourquoi.

E. Hilo

38. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, p. 18, Tableau 3.2

Préambule :

La ligne « Hilo » prévoit des réductions des besoins en puissance augmentant de 2 MW en 2019-20 à 621 MW en 2028-29.

Demandes :

- 38.1** Est-ce que Hilo est à la source de ces prévisions? Le cas échéant, veuillez fournir un document réalisé par ou pour le compte d'Hilo qui indique sa prévision des réductions de puissance pendant la période du Plan.
- 38.1.1** Sinon, veuillez expliquer en détail comment ces prévisions des réductions des besoins en puissance de Hilo ont été fixées.
- 38.2** Veuillez fournir des fourchettes d'encadrement de cette prévision, similaires à celle présentées à la Figure 1.8 de B-0007 (HQD-2, doc. 2).
- 38.3** Veuillez préciser les réductions qui font l'objet d'un engagement ferme de la part de Hilo, en date d'aujourd'hui.
- 38.4** Veuillez ventiler la puissance qui sera fournie par Hilo chaque année entre le contrôle des charges de chauffage de l'espace et celui des charges de chauffage de l'eau.

39. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 47 (R-10.18 et 19)

Citation :

« R 10.18.1 : Le montant et les modalités de rémunération sont prévus pour la période contractuelle de 10 ans.

R 10.19 : Le Distributeur est d'avis que le prix payé pour un tel service doit demeurer confidentiel, puisque commercialement sensible, particulièrement dans le contexte où il existe peu de joueurs dans ce marché en émergence.

R-10.20 : Une pénalité sera prévue au contrat si la réduction de puissance pour laquelle Hilo s'est engagée n'est pas atteinte. »

Demandes :

39.1 Veuillez préciser si le contrat entre Hilo et le Distributeur (le « Contrat ») a déjà été signé et, le cas échéant, la date de signature. Sinon, veuillez préciser la date prévue pour sa signature.

39.2 Veuillez préciser la date d'entrée en vigueur et la date de terminaison du Contrat.

39.3 Veuillez préciser si le Distributeur entend inclure les paiements selon le Contrat dans ses revenus requis de son dossier tarifaire 2025-2026.

39.4 Veuillez préciser si la rémunération prévue selon le Contrat est directement proportionnelle à la réduction de puissance, ou si elle comporte également une composante fixe.

39.4.1 S'il y a une composante fixe, veuillez fournir un tableau indiquant son évolution sur les 10 ans du Contrat.

39.5 Veuillez expliquer pourquoi le prix payé pour ce service est « commercialement sensible », étant donné que le Distributeur accorde un Contrat de gré à gré à Hilo qui n'est soumis à aucun processus concurrentiel.

39.6 Veuillez fournir au RNCREQ une entente de non-divulgence afin de permettre à son procureur et son expert de prendre connaissance de la version non caviardée de la réponse 10.19.

Citation :

« R-10.18 : Le contrat entre Hilo et le Distributeur couvre une période de 10 ans. Les réductions de puissance présentées au Plan sont des cibles qui seront confirmées annuellement, par un engagement ferme. Pour les raisons mentionnées en réponse à la question 10.6, de l'avis du Distributeur, elles sont réalistes et atteignables. »

Demandes :

39.7 Le contrat intervenu ou à intervenir entre le Distributeur et Hilo prévoit-t-il des cibles prédéterminées d'effacement en puissance pour chacune des dix années du contrat, ou les cibles sont-elles fixées seulement sur une base annuelle ?

39.8 Veuillez préciser le montant des pénalités prévues au contrat si Hilo ne rencontre pas ses engagements ferme de réduction de puissance, et sur quelle base ce montant a été établi.

39.9 Existe-t-il des pénalités en vertu du contrat si les engagements fermes confirmés annuellement ne sont pas à la hauteur des montants inscrits dans le Plan? Veuillez préciser et élaborer.

39.9.1 Est-ce que le montant des pénalités tient compte du coût des achats de court terme qui seraient requis au cas où les réductions escomptées n'auraient pas lieu?

39.10 Le Distributeur aura-t-il le droit de résilier le contrat s'il n'est pas satisfait de la performance de Hilo? Le cas échéant, veuillez préciser les conditions applicables à la résiliation du contrat.

39.11 Veuillez fournir une copie du contrat entre le Distributeur et Hilo.

40. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 29 (R 9.1.1), et p. 40 (R 10.6)

Citation 1 :

« Le Distributeur rappelle que l'obligation de procéder à un appel d'offres conformément à la procédure prévue à l'article 74.1 de la LRÉ s'applique pour les contrats d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Or, tel n'est pas le cas avec Hilo. »

Citation 2 :

« Hilo livrera les cibles de réduction de puissance convenues annuellement avec le Distributeur. »

Demandes :

- 40.1 Est-ce que les clients participants au programme GDP Affaires s'engagent à livrer des réductions de puissance convenues annuellement ou autrement avec le Distributeur?**
- 40.2 Est-ce que les agrégateurs du programme GDP Affaires s'engagent à livrer des réductions de puissance convenues annuellement ou autrement avec le Distributeur?**
- 40.3 La relation entre le Distributeur et Hilo est-elle essentiellement de la même nature de que celle entre le Distributeur et les agrégateurs dans le cadre du Programme GDP Affaires? Si elle ne l'est pas, veuillez préciser en quoi elle s'en distingue.**

41. Référence : B-0017, HQD-4, doc. 1, p. 6

Citation :

« Le rôle du Distributeur consiste à définir ses besoins en MW effacés pendant les périodes de pointe du matin et du soir et à émettre à Hilo des avis pour des événements de GDP. Il doit également suivre rigoureusement les résultats obtenus en termes de réductions de puissance. Pour ce faire, il demande à Hilo de démontrer sa capacité à rencontrer ses exigences par la soumission annuelle de différents documents, notamment :

- un plan marketing 5 ans et ses mises à jour ;
- le suivi des conditions d'admissibilité des participants ;
- l'engagement en kW et en nombre de participants pour la prochaine année ;
- le calcul de la réduction de puissance réalisée. »

Demande :

- 41.1 Est-ce que Hilo a déjà soumis les documents mentionnés dans la citation afin de démontrer sa capacité à rencontrer les exigences du Distributeur**

pour la première année? Le cas échéant, veuillez produire copie des documents soumis. Sinon, veuillez expliquer pourquoi, et précisez quand ils seront soumis.

**42. Références : (i) B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 29 (R 9.1.1), et p. 40 (R 10.6)
(II) B-0017, HQD-4, doc. 1, p. 6**

Citation (i) :

« Enfin, le Distributeur souligne qu'il est confiant de l'atteinte par Hilo des cibles annuelles, lesquelles sont conservatrices pour les premières années du Plan. »

Citation (ii) :

« Pour atteindre cet objectif, le Distributeur a réalisé plusieurs projets pilotes et projets de démonstration dans le passé qui ont confirmé le potentiel de la GDP pour le marché résidentiel et les efforts importants de commercialisation requis pour l'exploiter. En prenant en considération les limites de son périmètre d'activités réglementées et l'effort requis pour un déploiement de masse, il a choisi de mandater l'agrégateur Hilo, une filiale non réglementée en propriété exclusive d'Hydro-Québec, active dans le marché de la Maison intelligente pour développer le marché de la GDP résidentielle au Québec et contribuer à l'équilibre de son bilan de puissance. Constitué de spécialistes d'expérience en développement de nouveaux produits et d'entreprises technologiques, Hilo détient l'expertise commerciale et technologique pour déployer à grande échelle un service d'installation et de programmation de produits de domotique à la clientèle. La filiale a, de plus, pu bénéficier d'un transfert des connaissances acquises par le Distributeur, par le biais notamment des projets pilotes et des travaux réalisés pour le compte de ce dernier par les chercheurs de l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ). Le recours à cet affilié, dédié au déploiement de ce nouveau moyen, permet un développement coordonné de services énergétiques parfaitement adaptés aux besoins du Distributeur afin d'assurer la fiabilité du réseau ainsi que la sécurité et la confidentialité des données. Le Distributeur est confiant que l'ensemble de ces éléments contribuera au succès de ce moyen de gestion de la puissance et justifie le recours à cette filiale. »

Demandes :

42.1 Veuillez préciser jusqu'à quel point la confiance du Distributeur en l'atteinte par Hilo des cibles annuelles est attribuable :

- **aux réussites antérieures de Hilo,**

- aux technologies qu'il exploite,
- à ses gestionnaires,
- au fait qu'il est une filiale d'Hydro-Québec.

42.2 Est-ce que Hilo a compensé le Distributeur pour le transfert de ses connaissances acquises ?

42.2.1 Sinon, veuillez expliquer en quoi le transfert à un tiers non réglementé, sans rémunération, des connaissances acquises par le Distributeur au nom et aux frais des consommateurs réglementés est conforme aux principes de la réglementation économique des monopoles naturels ?

43. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 41 (R10.9)

Citation :

« Demande 10.9

Veuillez préciser les juridictions auxquelles le Distributeur réfère lorsqu'il affirme que les hypothèses avancées, tel que celle d'un taux de pénétration de 15 % du marché cible, sont « *réalistes et atteignables selon les taux de pénétration observés dans d'autres juridictions pour des offres de maisons intelligentes, incluant le contrôle de la charge de chauffage* » (référence (vi)). Veuillez fournir les références appropriées et commenter. »

Préambule :

Dans sa réponse, le Distributeur n'a pas fourni les références demandées.

Demande :

43.1 Veuillez fournir les références sur lesquelles le Distributeur s'appuie lorsqu'il affirme que les hypothèses avancées, telles que celle d'un taux de pénétration de 15 % du marché cible, sont « *réalistes et atteignables selon les taux de pénétration observés dans d'autres juridictions pour des offres de maisons intelligentes, incluant le contrôle de la charge de chauffage* ».

44. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 41 (Tableau R-10.10)

Préambule :

Le tableau présente le nombre anticipé de participants pour chaque option de tarification dynamique pour chaque année pendant la période du Plan.

Demande :

44.1 Veuillez présenter un tableau similaire au Tableau R-10.10 pour les programmes de Hilo.

45. Références : (i) B-0009, HQD-2, doc. 3, p. 18 (Tableau 3.2), (ii) B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 49 (R-10.21)

Citation (B-0024) :

« Toutefois, le Distributeur estime que des chauffe-eau répondant aux critères antilégionnelles devraient être disponibles commercialement en 2021. »

Demandes :

45.1 Veuillez préciser si les chauffe-eau répondant aux critères anti-légionnelle seront commercialisés par Hilo, par d'autres entreprises privées, ou par les deux.

45.2 Est-ce que la mise en marché du chauffe-eau anti-légionnelle visera uniquement le remplacement des chauffe-eau ordinaires à la fin de leur vie utile, ou également le remplacement des chauffe-eau ordinaires en bon état?

45.3 Veuillez fournir l'estimation du Distributeur (ou d'Hilo) de l'évolution de la pénétration du chauffe-eau anti-légionnelle pendant la période du Plan.

45.4 Veuillez confirmer que les mesures de Hilo de contrôler les charges du chauffage de l'eau s'appliquent uniquement aux chauffe-eau antilégionnelles.

46. Référence : (i) B-0009, HQD-2, doc. 3, p. 18 (Tableau 3.2), (ii) B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 50 (R-10.22)

Citation (réf, (ii)):

« Les projections présentées au tableau 3.2 ne comprennent que les usages pour la clientèle résidentielle. Le Distributeur n'a effectué aucune projection quant à une contribution d'Hilo provenant des marchés commercial, institutionnel et industriel au cours de la période visée par le Plan. »

Demande :

46.1 Est-ce que la réponse en Citation signifie que le Contrat avec Hilo se limite au secteur résidentiel? Sinon, veuillez décrire en détail le mandat de Hilo par rapport aux marchés commercial, institutionnel et industriel.

47. Référence : B-0024, HQD-5, doc. 1, p. 50 (R-10.24)

Citation :

« 10.24 Tel qu'ordonné par sa décision D-2019-157, la Régie demande au Distributeur de présenter, selon les hypothèses qu'il a utilisées pour produire sa projection pluriannuelle du tableau 3.2 du Plan, la contribution respective de la chauffe résidentielle des espaces, de la chauffe résidentielle de l'eau et de la contribution de la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle, en fournissant le nombre de participants par type de clientèle et par type de charge, tel que souligné à la référence (v), ainsi que les hypothèses d'effacement par participant et par type de charge.

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.6. »

Préambule :

La réponse 10.6 ne répond pas à la demande 10.24 de la Régie.

Demande :

47.1 Veuillez présenter, selon les hypothèses utilisées pour produire la projection pluriannuelle du tableau 3.2 du Plan, la contribution respective de la chauffe résidentielle des espaces, de la chauffe résidentielle de l'eau et de la contribution de la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle à la prévision de réductions de la demande, en fournissant :

- **le nombre de participants par type de clientèle et par type de charge, et**
- **les hypothèses d'effacement par participant et par type de charge.**

48. Références : (i) Pièce B-0005, p. 12;, (ii) Pièce B-0009, p. 21;, (iii) Pièce B-0017, p. 5-6, (iv) et (v) Pièce B-0024, p. 29, réponses 9.1 et 9.1.1

Citation :

- (i) « Pour compenser la hausse attendue des besoins en puissance, le Distributeur entend prioriser le développement des mesures d'efficacité énergétique, en particulier les mesures de gestion de la demande de puissance (GDP) pour toutes les catégories de clients.

Pour ce faire, il misera notamment sur une nouvelle gamme de produits et services qui seront offerts à compter de 2020 par l'intermédiaire de la filiale Hilo d'Hydro-Québec. L'effacement de la demande en période de pointe sera réalisé au moyen d'outils technologiques qui permettront aux clients de gérer la consommation de certaines charges – principalement le chauffage. Il est prévu que cette nouvelle offre pourrait réduire les besoins en puissance de plus de 600 MW d'ici 2028. » [nous soulignons]

- (ii) « La filiale Hilo d'Hydro-Québec assurera la mise en marché et l'exploitation d'outils technologiques permettant de contrôler la consommation de certaines charges. La livraison des services sera encadrée par un contrat de gré à gré entre la filiale et le Distributeur ».

- (iii)« Pour combler ses besoins en puissance et reporter l'acquisition d'approvisionnements de long terme, le Distributeur mise sur le développement de moyens de gestion de la demande de puissance (GDP). Il souhaite ainsi exploiter le potentiel de GDP pour toutes les catégories de clients, dont celui de la clientèle résidentielle, pour laquelle l'offre est plus limitée à ce jour.

(...)

Concrètement, Hilo offre un service clés en main de gestion de la demande d'électricité en périodes de pointe adapté aux besoins du Distributeur, tels qu'établis sur une base annuelle pour chacune des périodes hivernales. Pour ce faire, Hilo doit souscrire un nombre suffisant de participants et maintenir ce bassin actif afin de répondre aux besoins de puissance en périodes de pointe.

Le rôle du Distributeur consiste à définir ses besoins en MW effacés pendant les périodes de pointe du matin et du soir et à émittre à Hilo des avis pour des événements de GDP. Il doit également suivre rigoureusement les résultats obtenus en termes de réductions de puissance. Pour ce faire, il demande à Hilo

de démontrer sa capacité à rencontrer ses exigences par la soumission annuelle de différents documents, notamment :

- un plan marketing 5 ans et ses mises à jour ;
- le suivi des conditions d'admissibilité des participants ;
- l'engagement en kW et en nombre de participants pour la prochaine année;
- le calcul de la réduction de puissance réalisée. »
(nous soulignons)

(iv) « Demande :

9.1 Le Distributeur a choisi de conclure un contrat de gré à gré avec l'agrégateur Hilo, une filiale non réglementée en propriété exclusive d'Hydro-Québec (références (ii) et (iii)), pour déployer le nouveau moyen de gestion de la puissance décrit en référence (iii) comme mesure d'efficacité énergétique (référence (i)).

La Régie comprend que le Distributeur a choisi de conclure un contrat de gré à gré avec l'agrégateur Hilo et que ce choix a été effectué sans recours préalable à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie. Veuillez commenter la compréhension de la Régie.

Réponse :

La compréhension de la Régie est exacte. »

(nous soulignons)

(v) « Demande :

9.1.1 Veuillez notamment justifier pourquoi, le cas échéant, le Distributeur considère que ce moyen de gestion de la puissance ne constitue pas un approvisionnement assujéti à ladite procédure. Veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que l'obligation de procéder à un appel d'offres conformément à la procédure prévue à l'article 74.1 de la LRÉ s'applique pour les contrats d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés

québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Or, tel n'est pas le cas avec Hilo. Le service offert par cette dernière vise au contraire une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur, permettant ainsi de repousser un appel d'offres pour l'acquisition d'approvisionnements de long terme. Il ne peut donc s'agir d'un « contrat d'approvisionnement en électricité » au sens de la LRE. »

Demandes :

- 48.1 À la référence (iv), le Distributeur confirme que le contrat de gré à gré avec Hilo vise le déploiement de mesures d'efficacité énergétique. À la référence (i), il indique que cette nouvelle offre pourrait réduire les besoins en puissance de plus de 600 MW d'ici 2028. Veuillez expliquer pourquoi cette mesure n'est pas classée en réduction des besoins de la clientèle, dans la partie demande du bilan en puissance.**
- 48.2 Quels sont les moyens de contrôle mis en place afin que le Distributeur puisse valider les réductions réellement causées par Hilo lors d'un d'événement de GDP?**
- 48.3 À la référence (iii), il est indiqué d'une part que les besoins du Distributeur sont établis sur une base annuelle pour chacune des périodes hivernales, et d'autre part que le Distributeur émet des avis à Hilo pour des événements de GDP. Veuillez clarifier si Hilo s'engage à réduire systématiquement les besoins en puissance lors de toutes les périodes hivernales, ou uniquement en réponse à des avis ponctuels?**
- 48.4 Qui, du Distributeur ou d'Hilo, établira les paramètres applicables aux biens et services mis en marché par Hilo? Par exemple, qui établira les montants des aides financières pour l'installation des outils technologiques, le cas échéant? Qui décidera si l'effacement lors d'une période de pointe est volontaire ou obligatoire? Qui établira les conditions d'admissibilité des participants? Etc.**
- 48.5 À la référence (v), il est suggéré que le contrat avec Hilo n'est pas un contrat d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Veuillez :**
- 48.5.1 confirmer que les besoins à la pointe selon le Bilan de Puissance (B-0009, Tableau 3.2) excèdent les approvisionnements d'électricité patrimoniale; et**

- 48.5.2 expliquer en quoi l’approvisionnement en puissance fournie par Hilo ne contribue pas à satisfaire les besoins en puissance des marchés québécois qui excèdent l’électricité patrimoniale.**
- 48.6 À la référence (v), il est indiqué que le service offert par Hilo consiste en une économie dans l’utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur. Veuillez définir ce que le Distributeur entend par « ressources énergétiques présentement disponibles » en l’opposant à des ressources qui ne seraient pas disponibles.**
- 48.6.1 Veuillez préciser la nature des ressources énergétiques auxquelles fait référence le Distributeur. S’agit-il des ressources physiques (p. ex. des plinthes électriques, chauffe-eau) ou considère-t-il le potentiel de réduction de la consommation comme une ressource énergétique? Veuillez élaborer sur votre réponse.**
- 48.7 Sachant que l’article 74.1 de la Loi sur la Régie de l’énergie (LRÉ), mentionné par le Distributeur à la référence (v), assimile le promoteur d’un projet d’efficacité énergétique à un fournisseur d’électricité pour l’application de cet article :**
- 48.7.1 Veuillez expliquer la compréhension du Distributeur de la relation entre l’efficacité énergétique (EÉ) et la gestion de la demande en puissance (GDP). La GDP est-elle une sous-catégorie de l’EÉ, ou un concept distinct? Toute initiative de GDP est-elle nécessairement une initiative d’EÉ ou est-ce que certaines initiatives de GDP sont des initiatives d’EÉ alors que d’autres ne le sont pas?**
- 48.7.2 Comment le Distributeur détermine-t-il dans quels cas il aura recours ou non à la procédure d’appel d’offre visée à l’article 74.1 LRÉ pour acquérir des services de mise en marché et d’exploitation de produits et services d’efficacité énergétique? Sur quels critères ou circonstances base-t-il ce choix?**
- 48.7.3 Avant aujourd’hui, le Distributeur a-t-il déjà procédé sans appel d’offre pour l’acquisition de services de mise en marché et d’exploitation de produits et services d’efficacité énergétique? Dans quels cas?**
- 48.8 Veuillez décrire l’interaction envisagée entre les mesures mises en place via Hilo et les options de tarification dynamique.**

F. RI — Approvisionnements de court terme

49. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 17, Tableau 3.1

Préambule:

La ligne « Énergie additionnelle requise » inclut une catégorie « Dont achats en hiver », qui monte de 0,4 TWh en 2020 à 3,0 TWh en 2027.

Demandes :

49.1 Veuillez fournir des documents et chiffriers détaillés qui démontrent la dérivation de la prévision d'achats en hiver.

49.2 Veuillez :

49.2.1 caractériser le degré de confiance dans la prévision des achats en hiver; et

49.2.2 fournir des fourchettes d'encadrement de cette prévision.

Préambule :

En soustrayant la ligne « dont achats en hiver » de la ligne « Achats sur les marchés de court terme », on constate que les achats de court terme hors hiver sont de 0,0 TWh en 2020-21, et augmentent graduellement jusqu'à 0,3 TWh en 2027. Ensuite, ils augmentent rapidement jusqu'à 1,1 TWh en 2029.

49.3 Veuillez élaborer sur les facteurs qui expliquent les tendances décrites en préambule.

G. Coûts évités de court terme

50. Référence : B-00032, HQD-4, doc. 4, page 5

Citation :

« 2.1 Signal de coût évité de l'énergie

Le bilan d'énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins en énergie, qui surviennent essentiellement en hiver. Sur cette période, le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût des achats sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.

- 2020 à 2026 inclusivement :
 - le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de 4,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation ;
 - le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 2,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation. [nos soulignés] »

Demandes :

- 50.1** Veuillez fournir une référence à l'explication la plus complète que le Distributeur aurait fournie dans un dossier antérieur de la méthode qu'il utilise pour fixer le signal de coût évité de court terme pour la période hivernale.
- 50.2** Veuillez confirmer que cette méthode se base sur les prix disponibles aux marchés externes pour l'ensemble des heures de l'hiver, plutôt que sur les heures précises où le Distributeur fait des achats.
- 50.3** Veuillez confirmer que, selon l'expérience du Distributeur, le coût moyen de ses achats de court terme sur une année est plus élevé que la moyenne des prix disponibles aux marchés externes sur l'ensemble des heures de l'hiver. Sinon, veuillez fournir des données pour justifier votre réponse.

51. Référence : B-00032, HQD-4, doc. 4, page 7

Citation :

« Le tableau 1 présente la plus récente prévision de prix de la puissance d'ESAI Power LLC (ESAI). Le Distributeur souligne que ces données sont déposées sous pli confidentiel pour les motifs invoqués à la déclaration solennelle déposée au présent dossier. »

Demande :

51.1 Veuillez fournir une entente de non-divulgence pour permettre à la procureure et à l'expert du RNCREQ de prendre connaissance du rapport d'ESAI.

Avec la permission de la Régie, le RNCREQ souhaite pouvoir déposer des DDR confidentielles sur ce document après l'avoir consulté.

52. Référence : B-0032, HQD-4, doc. 4, page 7

Citation :

« Au cours des dernières années, le marché de l'électricité de la région du Nord-Est des États-Unis a été caractérisé par un surplus de capacité de production. Ainsi, les prix de la puissance de court terme (prix UCAP) observés au cours de cette période, de même que ceux prévus pour l'hiver 2020-2021, sont faibles. Le prix bas prévu à l'hiver 2020-2021 est donc de toute évidence attribuable à des éléments de nature conjoncturelle.

Par contre, selon ESAI, la fermeture de la centrale nucléaire d'Indian Point et de la centrale au charbon de Somerset en 2020 aura un impact à la hausse sur les prix UCAP à New York. Il est donc prévu que les prix sur le NYISO vont croître de façon importante à l'hiver 2021-2022. Cependant, la baisse prévue des exportations vers la Nouvelle-Angleterre ainsi que le potentiel des importations de la Nouvelle-Angleterre en 2023 et les années suivantes devrait limiter l'ascension potentielle des prix UCAP. »

Demande :

52.1 Afin de clarifier la phrase soulignée, veuillez expliquer :

52.1.1 Quelles sont « les exportations vers la Nouvelle-Angleterre » qui sont prévues de baisser? Celles d'Hydro-Québec?

52.1.2 S'agit-il d'exportations d'énergie, de puissance ou des deux ?

53. Référence : B-0032, HQD-4, doc. 4, page 8

Citation :

« Or, le Distributeur rappelle qu'il n'a pas directement accès aux encans du marché de New York pour ces produits, mais doit plutôt procéder par appels d'offres. »

Demandes :

53.1 Veuillez préciser pourquoi le Distributeur n'a pas directement accès aux encans du marché de New York pour des produits de puissance. S'agit-il d'une règle du marché de New York?

53.2 Est-ce que HQ Production ou une filiale américaine d'Hydro-Québec pourrait participer directement dans ces encans? Si oui, veuillez préciser les démarches qui seraient nécessaires afin de lui permettre d'y faire des achats de puissance pour le Distributeur. Sinon, veuillez préciser pourquoi.

54. Référence : B-0032, HQD-4, doc. 4, pages 9-10

Citation :

« 3.2.1 Coûts évités de transport

La considération d'un coût évité de transport repose sur le fait qu'un programme permet de réduire la demande sur le réseau de transport au moment de la pointe et ainsi, reporter des investissements sur ce réseau (notamment sur les postes).

Toutefois, l'attribution d'un coût évité de transport, de même que l'importance du coût attribué, est tributaire de plusieurs éléments.

Flexibilité et fiabilité

La part de la valeur du coût évité de transport associée à un programme est en partie tributaire de la disponibilité de ce programme au moment de la pointe globale du réseau. Ainsi, la contribution de chaque programme est évaluée selon ses modalités propres, afin de refléter sa contribution au bilan en puissance. Pour ce faire, on réduit le coût évité de transport du taux de réserve associé au programme aux fins de ce bilan. En effet, ce taux de réserve reflète la probabilité que le programme soit disponible au moment de la pointe, considérant notamment ses modalités.

(...)

Contrôle du déplacement de la charge

(...)

La fiabilité du produit et le contrôle de la reprise de la charge sont évalués pour chaque programme spécifiquement, en fonction de la courbe horaire précise avant, pendant et après les heures d'interruption. »

Préambule :

Il ressort de la section 3.2.1 que l'application des coûts évités de transport à un programme particulier de gestion de la puissance dépend des caractéristiques précises du programme.

Demandes :

54.1 Veuillez expliquer en détail comment le Distributeur procède pour déterminer les coûts évités de transport applicables à un programme particulier.

54.2 Afin d'illustrer ce processus, veuillez expliquer en détail comment le Distributeur évalue les coûts évités de transport, ainsi que chacun des éléments détaillés dans la s. 3.2.1 (flexibilité et fiabilité, coïncidence avec la pointe du réseau, et contrôle du déplacement de la charge) pour :

54.2.1 Le programme (tarifaire) du crédit à la pointe critique; et

54.2.2 Le programme de GDP Affaires.

55. Référence : B-0032, HQD-4, doc. 4, pages 10-11

Citation :

« 3.2.2 Coût évité de distribution

Les principes justifiant l'attribution d'un coût évité de distribution à un programme sont comparables à ceux invoqués dans le cas du coût évité de transport. Toutefois, certaines caractéristiques de planification du réseau de distribution introduisent un élément distinctif important.

Coût évité associé à la pointe

À l'instar du coût évité de transport, la considération d'un coût évité de distribution repose en partie sur le fait qu'un programme permet de réduire la demande sur le réseau de distribution au moment de la pointe et ainsi, reporter des

investissements sur le réseau de distribution. Les estimations du Distributeur indiquent qu'environ 40 % des investissements historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe. Les critères qui permettraient l'attribution de cette portion des coûts évités de distribution à un programme sont les mêmes que ceux invoqués pour les coûts évités de transport.

Coût évité associé à la reprise après panne

Le dimensionnement du réseau de distribution est établi sur la base de la demande lors d'une reprise en charge après une panne sur le réseau. Pour se voir attribuer un coût évité de distribution associé aux investissements liés à la reprise après panne, un programme doit permettre de contrôler la charge au moment d'une telle reprise. En d'autres termes, il doit permettre de remettre en charge, de façon graduelle, chacun des clients qui doivent être réalimentés. En l'absence d'un tel contrôle, un programme ne pourra se voir attribuer que le coût évité associé à la pointe.

Les estimations du Distributeur indiquent qu'environ 60 % des investissements en croissance sont associés à la gestion de la reprise après panne. »

Demandes :

55.1 Veuillez expliquer en détail comment le Distributeur procède pour déterminer les coûts évités de distribution applicables à un programme particulier.

55.2 Afin d'illustrer ce processus, veuillez expliquer en détail comment le Distributeur évalue les coûts évités de distribution, ainsi que chacun des éléments détaillés dans la s. 3.2.2 (Coût évité associé à la pointe et le Coût évité associé à la reprise après panne) pour :

55.2.1 Le programme (tarifaire) du crédit à la pointe critique; et

55.2.2 Le programme de GDP Affaires.

H. Coûts évités horaires

56. Référence : B-0021, HQD-4, doc. 2, page 3

Citation :

« Le Distributeur présente la méthodologie retenue pour établir les coûts évités horaires, soit :

- l'établissement de profils horaires, sur la base des prix historiques observés sur le marché de référence, soit New York, pour les cinq derniers hivers ; »

Demande :

56.1 Veuillez fournir, en format Excel (avec les formules intactes), les prix historiques observés sur le marché de New York pour les cinq derniers hivers utilisés par le Distributeur pour établir les coûts évités horaires, en précisant tout ajustement fait aux prix affichés par l'ISO-NY.

57. Référence : (i) B-0021, HQD-4, doc. 2, page 3, (ii) D-2018-025, para 205 à 210, (iii) D-2019-027, para 330

Citation 1 :

« Le Distributeur présente la méthodologie retenue pour établir les coûts évités horaires, soit :

(...)

- le calcul de coûts évités horaires, en appliquant les profils horaires au coût évité de court terme pour la période d'hiver (décembre à mars). Ce dernier correspond au coût évité dont la méthodologie a été approuvée par la Régie dans sa décision D-2019-027 (paragraphe 330), basé sur les prix à terme des marchés de court terme de New York. »

Citation 2 (D-2018-025) :

« [205] Selon la Régie, plusieurs critiques d'intervenants et certaines incohérences apparentes dans la preuve du Distributeur sont la manifestation de ce changement de contexte économique et réglementaire, L'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix que ceux qui avaient été adoptés pour le Plan global en efficacité énergétique (PGEE) :

...

[206] C'est ainsi que la Régie constate des bonds importants entre le coût évité de court terme et celui de long terme. ... Force est de constater que le désir d'avoir un outil d'aide à la décision, basé sur des « *métriques simples et stables* », est devenu difficile à combler et qu'il devient encore plus difficile d'appliquer un signal de coût universel pour une multitude de décisions sur des projets ou programmes divers et ayant une durée dans le temps différente, pouvant varier d'un horizon de moins d'un an à plus de 30 ans.

[207] La Régie s'interroge également sur l'utilisation d'un indicateur stable et lissé des coûts évités d'énergie d'hiver aux seules heures d'achats prévues sur les marchés de court terme, alors que pendant ces heures en pointe, les coûts sont beaucoup plus élevés, tel que le reconnaît le Distributeur⁹⁶.

[208] Considérant ce qui précède, la Régie prend acte des coûts évités en réseau intégré proposés par le Distributeur au présent dossier tarifaire.

[209] La Régie considère qu'il est important qu'un débat soit entrepris avant d'examiner toute méthode de calcul des coûts évités pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.

[210] La Régie invite donc le Distributeur à déposer ses premières propositions à ce sujet dans un dossier distinct, ou lors du dépôt du dossier de tarification dynamique ou encore lors du prochain dossier tarifaire. Toutefois, cette discussion est une étape préalable à celle sur la tarification dynamique. (nos soulignés) »

Citation 3 (D-2019-027) :

« [330] Finalement, la Régie approuve les coûts évités en énergie de court terme proposés par le Distributeur. »

Demandes :

57.1 Veuillez confirmer que le Distributeur n'a jamais fait suite à la demande exprimée par la Régie en D-2018-025 d'entreprendre — en dossier distinct ou dans le cadre d'un dossier tarifaire — un débat sur l'utilisation des coûts évités et les méthodologies de leur fixation.

57.2 Veuillez confirmer que, en D-2019-027, la Régie a « approuv(é) les coûts évités en énergie de court terme proposés par le Distributeur », mais n'a pas commenté la méthodologie utilisée.

58. Référence : B-0021, HQD-4, doc. 2, page 4

Citation :

« 2.1 Établissement des profils horaires

Deux profils horaires d'hiver ont été établis :

1. Profil horaire des jours ouvrables du mois de janvier

Afin de tenir compte de la valeur plus marquée de l'énergie pour les heures de fine pointe, le Distributeur a établi le profil horaire des prix pour les jours ouvrables du mois de janvier, lesquels représentent le moment où un moyen de gestion de fine pointe (disponible pour un nombre d'heures maximal de 100 heures) est le plus susceptible d'être appelé.

2. Profil horaire de l'ensemble des heures de l'hiver

Un second profil horaire a été établi en utilisant les prix observés pour l'ensemble des heures de l'hiver. Les coûts évités qui en découlent seront utiles dans le cadre d'analyses portant sur un moyen disponible pour un nombre d'heures supérieur à 100 heures.

Pour établir les profils horaires, un ratio pour chacune des heures est calculé en divisant le prix moyen de chaque heure par le prix moyen de l'ensemble des heures de l'hiver. Ainsi :

$$\text{Ratio du prix observé à l'heure } h = \frac{\text{Prix moyen observé à l'heure } h}{\text{Prix moyen observé pour l'ensemble des heures de l'hiver}}$$

Le prix moyen observé à l'heure h correspond à la moyenne des prix des jours ouvrables du mois de janvier, pour le premier profil, et à la moyenne des prix de l'ensemble des heures de l'hiver, pour le second profil. Dans tous les cas, les prix moyens correspondent à la moyenne des cinq derniers hivers. »

Demandes :

58.1 Veuillez confirmer que le « ratio du prix observé à l'heure h », pour le premier profil, représente la moyenne des prix à l'heure h de l'ensemble des jours ouvrables du mois de janvier des 5 dernières années, divisé par la moyenne des prix pour l'ensemble des heures de l'hiver des 5 dernières années.

58.2 Veuillez confirmer que le « ratio du prix observé à l'heure h », pour le deuxième profil, représente la moyenne des prix à l'heure h de l'ensemble des jours de l'hiver des 5 dernières années, divisé par la moyenne des prix pour l'ensemble des heures de l'hiver des 5 dernières années.

59. Référence : B-0021, HQD-4, doc. 2, page 7, Tableau 1

Citation :

**TABLEAU 1 :
PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES**

	Profs horaires (ratio)		Coûts évités horaires (€/kWh)	
	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver
h1	0,9	0,7	4,6	3,6

Demandes :

59.1 Veuillez confirmer que, pour l'heure h1 :

59.1.1 la moyenne des prix en janvier (sur cinq ans) était 90% de la moyenne des prix de l'ensemble des heures d'hiver (aussi sur cinq ans);

59.1.2 la moyenne des prix sur tout l'hiver (sur cinq ans) était 70% de la moyenne des prix de l'ensemble des heures d'hiver (aussi sur cinq ans).

59.2 Veuillez confirmer que l'heure h1 commence à minuit et termine à 00h59.

I. Besoins d'achats de court terme

60. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 65, Figure 8.1

Préambule :

La figure montre les courbes de puissances classées de 2021 et 2029, comparée à celle de l'électricité patrimoniale.

Demande :

60.1 Quelles sont les conclusions que le Distributeur tire de cette figure?

61. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 66-67, Tableaux 8.2 à 8.5

Préambule :

Les figures indiquent les courbes des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour les années 2020, 2021, 2022 et 2029.

Demandes :

61.1 Veuillez fournir les données illustrées par ces quatre (4) figures en format Excel.

61.2 Veuillez fournir également les courbes des puissances classées des profils horaires pour chaque année entre 2023 et 2028, inclusivement, en format Excel.

61.3 Veuillez expliquer en détail comment ces données ont été produites.

61.4 Plus spécifiquement, veuillez préciser si les achats décrits dans chacun de ses tableaux représentent une année prévisionnelle précise (avec une demande précise pour chaque heure), la moyenne d'un certain nombre d'années prévisionnelles, ou autre chose.

61.5 Veuillez préciser, pour chaque année de 2020 à 2029 inclusivement, le nombre total de MWh d'achats de court terme selon ces prévisions, ainsi que le nombre de MWh d'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI).

61.6 Veuillez préciser, pour chaque année de 2020 à 2029 inclusivement, le prix unitaire moyen estimé pour ces achats ainsi que leur coût total.

61.7 Veuillez :

61.7.1 Confirmer que ces prévisions incluent les ventes de Développement de marchés telles que décrites à la page 13 de B-0007, dont notamment des ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux Chaînes de blocs; et

61.7.2 Fournir des graphiques (et les données correspondantes en format Excel) qui reflètent l'attribution de seulement 60 MW découlant de l'appel de propositions A/P 2019-01, tel que mentionné à B-0024, p. 17 (R7.2).

Préambule :

Les figures indiquent que les achats maximaux de court terme dans une seule heure augmenteront d'environ 1 100 MW en 2020 jusqu'à environ 4 000 MW en 2029, et que le nombre d'heures où il y aura des achats de court terme augmentera d'environ 1 300 (15% des heures de l'année) en 2020 à 58 % (58% des heures de l'année) en 2029.

61.8 Veuillez élaborer sur les facteurs qui expliquent l'augmentation importante a) du nombre de MW d'achats de court terme requis dans les heures de fine pointe, et b) du nombre d'heures par année où des achats de court terme seront requis, de 2020 à 2029.

62. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 68-69, Figures 8.6 à 8.8

Préambule :

Les figures indiquent les valeurs horaires maximales d'achats, par mois, sur les marchés de court terme pour les années 2020, 2021 et 2022.

Demandes :

62.1 Veuillez fournir les données illustrées par ces trois (3) figures en format Excel.

62.2 Veuillez fournir également les valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour chaque année entre 2023 et 2029 inclusivement, en format Excel.

62.3 Veuillez expliquer en détail comment ces données ont été produites.

62.4 Veuillez préciser, pour chaque année de 2020 à 2029 inclusivement, le prix unitaire moyen estimé pour ces achats, sur une base mensuelle.

62.5 Veuillez :

62.5.1 Confirmer que ces prévisions incluent les ventes de Développement de marchés telles que décrites à la page 13 de B-

0007, dont notamment des ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux Chaînes de blocs; et

62.5.2 Fournir des graphiques (et les données correspondantes en format Excel) qui reflètent l'attribution de seulement 60 MW découlant de l'appel de propositions A/P 2019-01, tel que mentionné à B-0024, p. 17 (R7.2).

Préambule :

Les Figures 8.6 à 8.8 semblent indiquer des augmentations importantes d'achats de court terme durant certains mois (p. ex. janvier, mars, avril et juin), mais non durant d'autres mois (p. ex. mai, juillet, août et décembre).

62.6 Veuillez :

62.6.1 décrire les tendances illustrées par les Figures 8.6 à 8.8 ainsi que par les chiffres fournis en réponse à la Demande 62.2.

62.6.2 élaborer sur les raisons qui expliquent ces tendances.

63. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 73, Tableau 9.1

Préambule :

Le tableau indique que le volume d'électricité patrimoniale inutilisée a augmenté de 1 à 2 TWh en 2010-11, de 4 à 7 TWh en 2012-14, et de 10 à 12 TWh en 2015-18.

Demande :

63.1 Veuillez expliquer les facteurs qui expliquent l'évolution du volume d'électricité patrimoniale inutilisée décrite en préambule.

64. Référence : B-0009, HQD-2, doc. 3, page 77, Tableau 10.1

Demandes :

64.1 Veuillez expliquer en détail la source et dérivation des valeurs pour le coût unitaire (\$/MWh) des achats de court terme, qui augmentent de 55,35\$/MWh en 2020 jusqu'à 88,22\$/MWh en 2029.

64.2 Veuillez préciser si ces coûts sont en dollars nominaux ou constants.

J. Réseaux Autonomes — Besoins et stratégies

65. Référence : B-0010, HQD-3, doc. 1, pages 33 (Tableau 5.1), 37 et 38

Citation (p. 37-38):

« Bien que la clientèle des réseaux autonomes soit admissible à l'ensemble des interventions en efficacité énergétique, le Distributeur a déployé beaucoup d'efforts afin d'adapter cette offre aux besoins spécifiques de chaque réseau autonome. Ainsi, afin de maximiser l'adhésion de ces clientèles, le Distributeur préconise une approche par projet, ce qui signifie par exemple qu'une nouvelle intervention en efficacité énergétique pourrait être déployée au sein d'un seul réseau pour une période définie. Le Distributeur compte maintenir cette approche, car elle permet d'accompagner les clients dans leurs démarches du début à la fin, de concentrer les efforts et de rejoindre le plus de clients possible. »

Préambule :

Le Tableau 5.1 du même document indique qu'il y a déjà deux réseaux autonomes avec des marges de puissance négatives, et que, d'ici 2023-24, le nombre augmentera à six (6).

Demande :

65.1 Est-ce que le Distributeur considère la mise en place de programmes ou d'autres interventions en efficacité énergétique applicables spécifiquement aux communautés où la marge de puissance est très faible ou négative? Veuillez élaborer sur votre réponse.

66. Référence : B-0010, HQD-3, doc. 1, page 38

Citation :

« Les travaux effectués par l'entrepreneur mandaté par le Distributeur en lien avec le programme de Remplacement de produits d'éclairage efficace dans les bâtiments Affaires du Nunavik se sont poursuivis. Le potentiel en économies

d'énergie est plus élevé que prévu. Les résultats totaux seront connus en fin d'année 2019, soit à la date où prendra fin cette intervention. »

Demandes :

66.1 Veuillez identifier l'entrepreneur mandaté par le Distributeur en lien avec le programme de Remplacement de produits d'éclairage efficace dans les bâtiments Affaires du Nunavik.

66.2 Veuillez expliquer comment cet entrepreneur a été choisi. Si c'était par appel d'offres ou appel de propositions, veuillez en fournir les détails. Sinon, veuillez expliquer pourquoi un appel d'offres ou de propositions n'a pas été jugé requis, et fournir des détails sur la procédure qui a été utilisée.

67. Référence : B-010, HQD-3, doc. 1, page 39

Citation :

« Au cours de l'année 2019, les programmes d'isolation des entretoits des habitations résidentielles de Schefferville, de La Romaine et de l'île d'Anticosti n'ont pu être poursuivis comme prévu en 2018. Les soumissions reçues dans le cadre des appels de propositions ne permettaient pas au Distributeur de déployer les mesures de façon rentable. »

Demandes :

67.1 Veuillez confirmer que le Distributeur a fait un appel de propositions pour la livraison des programmes d'isolation des entretoits des habitations résidentielles de Schefferville, de La Romaine et de l'île d'Anticosti.

67.2 Existe-t-il des cas où le Distributeur a engagé un promoteur pour livrer un programme d'efficacité énergétique sans passer par un appel d'offres ou un appel de propositions? Le cas échéant, veuillez fournir des détails.

68. Référence : B-0010, HQD-3, doc. 1, page 40

Citation :

« Quaqtq

Le projet pilote de production d'énergie solaire de 20,4 kW est en opération depuis l'hiver 2018 sur le site de la centrale thermique de Quaataq. Plusieurs milliers de litres de diesel ont été économisés à la centrale depuis sa mise en service.

Un autre projet pilote incluant une batterie de 600 kWh est aussi en service depuis la fin de l'année 2018. Il s'agit du premier système de stockage déployé dans un réseau autonome d'Hydro-Québec.

Un troisième projet pilote a également été mis en service en septembre 2019, avec l'appui de la Société d'habitation du Québec et de Transition énergétique Québec (TEQ). Ce projet pilote consiste à l'installation de 24 kW de panneaux solaires sur les toits de quatre résidences et de systèmes de stockage électrochimique dans les salles mécaniques de celles-ci. Ces installations permettront notamment d'optimiser la consommation énergétique des maisons réduisant ainsi la consommation de diesel à la centrale de Quaataq. Le projet pilote vise ainsi deux objectifs précis : l'évaluation économique et la performance de ce type de solution en réseau autonome. »

Demandes :

- 68.1 Veuillez fournir copie d'un rapport sur le projet pilote de production d'énergie solaire à Quaataq qui fait état des résultats tant en termes énergétiques qu'économiques.**
- 68.2 Veuillez fournir copie d'un rapport sur le projet pilote incluant une batterie de 600 kWh qui fait état des résultats tant en termes énergétiques qu'économique.**
- 68.3 Veuillez fournir copie d'un rapport sur le projet pilote qui consiste à l'installation de 24 kW de panneaux solaires sur les toits de quatre résidences et de systèmes de stockage électrochimique dans les salles mécaniques de celles-ci qui fait état des résultats tant en termes énergétiques qu'économique.**
 - 68.3.1 Veuillez fournir des détails sur le type de stockage électrochimique utilisée dans ce projet pilote.**

K. RA — Îles-de-la-Madeleine

69. Référence : B-0010, HQD-3, doc. 1, pages 25 (Tableau 3.1), 26, 56 (Tableau 7.3-1-A) et 74 (Tableau 7.5-1-A)

Citation (p. 26) :

« L'augmentation marquée des besoins jusqu'en 2025 pour les Îles-de-la-Madeleine s'explique par la conversion progressive des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité en vue du raccordement au réseau intégré. Une fois les réseaux autonomes raccordés au réseau intégré, ceux-ci sont exclus des calculs, ce qui explique les variations observées dans les tableaux 3.1 et 3.2. »

Préambule :

Le Tableau 3.1 indique que, entre 2025 et 2026, les besoins en énergie des Îles-de-la-Madeleine tomberont de 215,1 GWh à 1 GWh, puis resteront inchangés jusqu'à 2029.

Le Tableau 7.3-1-A ne fournit aucune prévision de la demande pour Cap-aux-Meules à partir de 2026.

Demandes :

69.1 Étant donné que la décision de procéder au raccordement des Îles-de-la-Madeleine (IDL) au réseau intégré n'a encore été approuvée, veuillez :

69.1.1 compléter le Tableau 3.1 en indiquant les prévisions des besoins des IDL en énergie et en puissance jusqu'à la fin de la période couverte par le Plan ; et

69.1.2 compléter les Tableaux 7.3-1-A et 7.5-1-A en indiquant les prévisions des besoins des IDL en énergie et en puissance jusqu'à la fin de la période couverte par le Plan.

69.2 Veuillez commenter les implications de la conversion progressive des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité en vue du raccordement au réseau intégré, devant un scénario où, pour une raison ou pour une autre, ce raccordement n'aurait pas lieu.

70. Référence : B-0010, HQD-3, doc. 1, page 39

Citation :

« En vue du raccordement au réseau intégré en 2025 pour la clientèle desservie par la centrale de Cap-aux-Meules, le Distributeur prévoit, dans le cadre de cette transition, un accompagnement adapté des clients résidentiels inscrits au PUEÉ. Quant à la clientèle Affaires, le Distributeur procédera, en continu, à la mise en place d'interventions en efficacité énergétique selon une approche sur mesure et adaptée à chaque client. »

Demandes :

70.1 Veuillez élaborer sur les intentions du Distributeur à l'égard d'un « accompagnement adapté ».

70.2 Veuillez expliquer les conséquences économiques d'un raccordement pour un ménage qui chauffe à l'huile.

70.3 Veuillez également expliquer les conséquences économiques d'un raccordement pour un ménage qui aurait installé de l'autoproduction photovoltaïque.

71. Référence : (i) B-0031, HQD-4, doc. 3, pages 4 et 6, (ii) D-2020-018 para 32-33

Citation 1 (D-2020-018):

« [32] La Régie considère que le Distributeur doit démontrer sommairement que ce projet répond aux orientations reliées au plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes vers des sources d'énergie renouvelables (techniquement réalisable, économiquement rentable, acceptable d'un point de vue environnemental et accueilli favorablement par la communauté).

[33] La Régie précise cependant que le niveau d'information requis pour les coûts dans le cadre d'un plan d'approvisionnement n'est pas le même que celui exigible dans le cadre de l'examen d'une demande d'autorisation d'un projet en vertu de l'article 73 de la Loi. » (nos soulignés)

Citation 2 (page 4) :

« Une démonstration complète du respect des quatre critères sera effectuée au moment où Hydro-Québec TransÉnergie (le Transporteur) soumettra à la Régie sa demande d'autorisation du Projet. À ce stade-ci du Projet, le Distributeur est en mesure de faire une démonstration préliminaire que trois des quatre critères sont

respectés. Le Distributeur pourra se prononcer davantage sur le critère de réduction des coûts au terme de l'avant-projet actuellement en cours. En effet, compte tenu de la période qui s'écoulera d'ici le dépôt de la demande d'autorisation, diverses spécificités techniques pourraient évoluer.» (nos soulignés)

Citation 3 (page 6) :

« Réduction des coûts d'approvisionnement

Lors de son annonce en mai 2018, la réalisation du Projet pour 2025 permettait au Distributeur d'entrevoir une réduction de ses coûts d'approvisionnement. Afin de préciser l'ampleur de ces économies, il a demandé au Transporteur de réaliser un avant-projet afin d'obtenir une évaluation des coûts du scénario de raccordement.

Entre les mois d'octobre 2018 et d'avril 2019, des mouillages océanographiques ont été installés près des côtes gaspésienne et madelinienne à des profondeurs de 10 m et de 100m pour recueillir les données nécessaires aux analyses. Hydro-Québec a également procédé à des relevés géophysiques en mer dans la zone d'étude en mai et juin 2019.

Les méthodes de protection des câbles seront déterminées ultérieurement, en fonction de la nature du fond marin et de la protection nécessaire contre les risques extérieurs. Différentes options sont envisageables, dont l'enfouissement, l'enrochement, le matelas de béton et la coquille de fonte.

Les coûts pourraient varier en fonction des choix technologiques qui seront faits et des contraintes du milieu. Au terme de l'étude d'avant-projet, le Distributeur disposera d'une estimation plus précise des coûts de raccordement et donc de la réduction attendue des coûts d'approvisionnement aux IDLM. Il aura également une meilleure appréciation des risques inhérents au Projet. »

Demandes :

71.1 Veuillez préciser où, dans le Complément de preuve, le Distributeur démontre que la solution proposée est « économiquement rentable ».

71.2 Est-ce que le Distributeur a procédé à une analyse économique comparant la solution proposée avec d'autres approches qui pourraient répondre aux orientations du plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes? Le cas échéant, veuillez :

71.2.1 Précisez la nature des autres solutions étudiées, ainsi que les valeurs utilisées (p. ex. MW installés de différentes ressources de production et de gestion de la puissance, etc.);

- 71.2.2 Expliquer la nature de l'analyse économique entreprise par le Distributeur avant de retenir la solution proposée;**
 - 71.2.3 Précisez le coût en capital pour la solution retenue qui a été utilisé dans l'analyse économique, ainsi que les autres hypothèses de calcul (p. ex. taux d'escompte, durée de l'amortissement, coûts annuels de O&M, etc.);**
 - 71.2.4 Précisez les coûts annuels découlant de cet investissement pour chacune des premières 20 années après sa mise en service,**
 - 71.2.5 Précisez l'augmentation des revenus requis du Transporteur découlant de cet ajout, pour les années 1 à 20 après sa mise en service;**
 - 71.2.6 Produire une copie de l'analyse économique faite par le Distributeur comparant la solution proposée avec d'autres approches qui pourraient répondre aux orientations du plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes.**
- 71.3 Si le Distributeur n'a pas encore procédé à une analyse économique comparant la solution proposée avec d'autres approches qui pourraient répondre aux orientations du plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes, veuillez expliquer pourquoi.**
- 71.4 Notamment, veuillez expliquer comment il a pu prendre une décision de cette envergure sans procéder auparavant à une analyse économique comparant la solution proposée avec d'autres approches qui pourraient répondre aux orientations du plan d'action relativement à la conversion des réseaux autonomes.**