DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE L'AQCIE ET DU CIFQ AU DISTRIBUTEUR

DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 DU DISTRIBUTEUR

1. Références : (i) B-0009, page 11
(ii) B-0009, page 15
(iii) D-2021-007, page 137

Préambule :

La référence (i) présente le Tableau 3.1 **:** Prévision des ventes régulières au Québec.

La référence (ii) mentionne :
Chaînes de blocs *: La prévision des ventes en lien avec l'usage cryptographique associé aux chaînes de blocs montre une croissance de 0,7 TWh sur la période couverte par le Plan. Cette croissance des ventes se situe exclusivement en réseaux municipaux. Le Distributeur anticipe l'atteinte de la puissance maximale appelée pour le sous-secteur en 2028. Après quoi, une période de stagnation est prévue jusqu'en 2032.*

À la référence (iii), la Régie octroie d'un bloc de 40 MW en service non ferme, administré par les Réseaux municipaux.

Même en supposant un FU de 100%, l'énergie correspondant à une capacité de 40 MW serait de 0,35 TWh.

Demandes :

1.1 Veuillez fournir séparément la prévision des ventes des clients chaînes de bloc pour les abonnements du Distributeur et pour les abonnements des réseaux municipaux.

1.2 Étant donné que le nouveau bloc octroyé aux réseaux municipaux est de 40 MW, ce qui correspond à une quantité d'énergie maximale de 0,35 TWh, veuillez expliquer et justifier la prévision de croissance de 0,7 TWh exclusivement en réseaux municipaux.

2. Références : (i) B-0009, page 21
(ii) B-0043, page 18
(iii) B-0011, pages 14 et18

Préambule :

La référence (i) présente le tableau 5.3 : Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages. On y retrouve notamment à la rubrique Chaîne de bloc une valeur de 336 MW à partir de l'hiver 2027-2028.

La référence (ii) précise que 220 MW sont en réseaux municipaux et 116 MW en réseau intégré.

À la page 14 de la référence (iii), le tableau 3.3 présente les Approvisionnements planifiés. On y retrouve une rubrique Autres moyens qui présente des valeurs variant de 492 MW pour l'hiver 2022-2023 à 629 MW pour l'hiver 2031-2032.

À la page 18 de la référence (iii) il est mentionné que les Autres moyens comprennent notamment un **Service non ferme** pour les clients chaînes de blocs et il est indiqué une contribution en puissance jusqu'à 319 MW. Il est spécifié :

> *En vertu du tarif pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, **la fourniture du service est non ferme**, de telle sorte que les charges de cette clientèle peuvent être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95 % de la charge.*

Les intervenants constatent donc que le Distributeur inclut la puissance autorisée dans la prévision de ses besoins en puissance, puis inclut dans ses Approvisionnements une rubrique correspondant à 95% de cette puissance autorisée.

Demandes :

2.1 Étant donné que la fourniture de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs est non ferme, veuillez justifier l'inclusion de cette puissance dans la prévision des besoins en puissance à la pointe de l'hiver.

2.2 Veuillez indiquer quels seraient les inconvénients de présenter uniquement 5% de la puissance des clients au tarif CB au tableau de la référence (i), ce qui éviterait d'inclure 95% de la puissance des clients CB à la rubrique Autres moyens d'approvisionnements.

3. Références : (i) R4110-2019, B-0009, pages 18 et 20
(ii) État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, pages 22 et 24
(iii) B-0020, page 17
(iv) B-0020, page 70
(v) B-0043, pages 29 à 31

Préambule :

La référence (i) concernant le Plan d'approvisionnement 2020-2029, indique une contribution en puissance de l'Électricité interruptible de 1000 MW sur toute la période du plan.

La page 22 de la référence (ii) concernant l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2022-2029, montre une augmentation de la contribution en puissance de l'Électricité interruptible jusqu'à 1207 MW et à la page 24 il est indiqué une contribution (incluant une bonification) de 1200 MW.

À la référence (iii), concernant le Plan d'approvisionnement 2023-2032, il est mentionné que des modifications visant à rehausser la contribution des options d'électricité interruptibles sont planifiées et que les démarches pour ce faire sont en cours. Il est également indiqué que la contribution en puissance (incluant la bonification) est de 1099 MW.

La référence (iv) mentionne :

> *Dans cet esprit de bonification des moyens de gestion de la demande de puissance, et pour évaluer les modalités opérationnelles et économiques les plus prometteuses, le Distributeur, accompagné d'une firme externe spécialisée en procédés industriels, a procédé à la réalisation d'entrevues individuelles auprès d'un échantillon représentatif de sa clientèle industrielle. Cet échantillon est constitué de près de 30 clients représentant 60 sites industriels avec plus de 2 000 MW de puissances appelées dans plusieurs secteurs industriels : chimique, transformation des métaux, pâtes et papiers, agroalimentaire et mines.*
> *À partir des informations recueillies lors des entrevues, le Distributeur a élaboré des projets pilotes qui seront mis en place auprès de la clientèle industrielle, dès l'hiver 2022-2023 pour tester de nouvelles modalités innovantes auprès d'une diversité de clients. D'ici le prochain recalibrage des tarifs prévus au 1er avril 2025, la performance des projets pilotes sera évaluée en continu et pourrait, par exemple, conduire à la proposition de nouveaux programmes ou options tarifaires.*

La référence (v) mentionne que des projets pilotes de l'OÉI en cours visent à tester à la fois différentes modalités d'interruptions et des formules de crédits fixes et variables applicables**.**
Il est également mentionné **:** *Dans le contexte de besoins énergétiques croissants, le Distributeur n'exclut pas des modifications de structure de rémunération qui lui permettraient d'accroître l'effacement réalisé par les participants aux moyens de gestion de la pointe, incluant l'OÉI.*

Demandes :

3.1 Veuillez préciser si la puissance de 1099 MW prend en compte les modifications visant à rehausser la contribution des options d'électricité interruptible planifiées sur la période du Plan.

3.2 Si oui, veuillez les fournir.

3.3 Veuillez expliquer la diminution de la contribution en puissance constatée dans le dossier actuel par rapport à la contribution indiquée à l'État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029.

4. Références : (i) Le Devoir du 4 novembre 2022 : Hilo coûte cher et ne répond pas aux attentes d'Hydro-Québec
(ii) R4110-2019, B-0042, page 62
(iii) B-0020, page 14
(iv) B-0020, page 25

Préambule :

La référence (i) mentionne :

> *Selon des documents internes obtenus par Le Devoir, Hilo n'a libéré en moyenne que 10 MW de puissance lors des pointes l'hiver dernier, alors que les attentes de sa société mère s'élevaient à 28 MW.*
> *Pour l'hiver prochain, Hydro-Québec se donne comme objectif de presque quintupler le rendement d'Hilo, soit de le porter à 47 MW, et de rallier 33 500 abonnés, selon les documents que nous avons obtenus, datés de juillet.*

La référence (ii) présente les articles 7.1 et 7.2 du Contrat de service concernant Hilo reproduits ci-dessous.

Il y est indiqué les cibles prévisionnelles de réduction de puissance pour les années 2019 à 2028.

Il est également mentionné que l'engagement de réduction de puissance doit être présenté au Distributeur au plus tard le 1er octobre.

Ainsi selon l'article du journal Le Devoir, la contribution pour l'hiver 2021-2022 a été de 10 MW alors que les attentes s'élevaient à 28 MW. Ces valeurs sont très inférieures à la cible prévisionnelle de 124,3 MW indiquée au contrat de service de la référence (ii).

CONTRAT DE SERVICE – GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE

7. GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE ANNUELLE

7.1 Cibles prévisionnelles de réduction de puissance

Le tableau ci-dessous illustre les cibles de réduction de puissance à atteindre par l'Agrégateur pour les années indiquées ci-dessous :

Année	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
MW	1,8	56,7	124,3	274,7	427,9	485,7	529.1	574.1	595.8	620.7

TABLEAU 1 – CIBLE DE RÉDUCTION DE LA PUISSANCE DE 2019 À 2028

L'Agrégateur doit mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles réductions de puissance identifiées dans le présent tableau.

7.2 Engagement de réduction de puissance annuelle

L'Agrégateur doit présenter au Distributeur son engagement de réduction de puissance (MW) au plus tard le 1er octobre précédent l'Année contractuelle. Cette valeur correspond à la réduction de puissance engagée (RPE).

Cet engagement est utilisé pour le calcul des pénalités à l'article 9 du présent Contrat.

La référence (iii) indique que pour l'hiver 2022-2023, la contribution attendue de Hilo est de 47 MW.

La référence (iv) mentionne *: Le nombre de clients résidentiels ayant adhéré à l'offre d'Hilo dépasse <u>maintenant</u> les 17 000 clients.*

Demandes :

4.1 Veuillez confirmer les valeurs de 10 MW et 28 MW mentionnées à la référence (i).

4.2 Si vous ne confirmez pas veuillez fournir l'engagement de réduction de puissance de Hilo pour l'hiver 2021-2022, ainsi que la réduction réelle.

4.3 Veuillez indiquer si la pénalité indiquée à l'article 9 du contrat a été appliquée pour l'hiver 2021-2022.

4.4 Veuillez fournir l'engagement de réduction de puissance de Hilo pour l'hiver 2022-2023.

4.5 Veuillez préciser à quelle date réfère le terme « maintenant » à la référence (iv).

4.6 Veuillez fournir la valeur la plus récente du nombre de clients résidentiels ayant adhéré à l'offre de Hilo.

5. Référence : A-0010, page 125

Préambule :

À la référence (i) il est mentionné à l'égard des achats sur le marché de court terme:

> *…la planification pour les mois d'hiver de l'année deux mille vingt-deux (2022) on prévoyait des achats de un térawattheure (1 TWh). Puis l'hiver qu'on a eu c'est un hiver très froid, puis on a fait des... on a réalisé des achats pour plus de quatre térawattheure (4 Twh).*

Demandes :

5.1 Veuillez indiquer si les achats de 4 TWh ont été réalisés à la suite d'un appel d'offres.

5.2 Si oui, veuillez fournir les propositions reçues.

5.3 Veuillez identifier la provenance des achats de 4 TWh (marché québécois, Ontario, New York …) en spécifiant le volume de chacun des marchés.

6. Références : (i) B-0020, page 30
(ii) R-4110-2019, B-0009, page 28
(iii) R3986-2016, B-0009, page 73
(iv) R-3864-2013, B-0008, page 63

Préambule :

À la référence (i), le Distributeur présente les données obtenues du Producteur relatives aux stocks des réservoirs. Au tableau 4.4 il est indiqué qu'en 2021 les apports bruts pour le parc HQP (incluant Churchill Falls) sont de 214,8 TWh.

Aux références (ii, iii et iv), le même type d'information est fournie, mais pour les années 2018, 2015 et 2013.

Le tableau ci-dessous présente la valeur des apports bruts pour chacune de ces années.

Année	2013	2015	2018	2021
Apports bruts (TWh)	210,6	217,9	220,2	214,8

L'AQCIE et le CIFQ constatent que les apports bruts sont en croissance depuis l'année 2013, et qu'il y a une baisse en 2021.

Demandes :

6.1 Veuillez indiquer si le Producteur a fourni une explication relative à la baisse des apports bruts en 2021. Si oui veuillez fournir cette explication.

6.2 Veuillez indiquer si la diminution des apports brut en 2021 a un impact sur votre estimation de la disponibilité d'énergie en provenance du Producteur.

7. Références : (i) B-0020, pages 46 et 47
(ii) B-0020, page 13
(iii) B-0020, page 19

Préambule :

La référence (i) présente la Courbe des puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour les années 2023, 2024, 2025 et 2032.

Le tableau 3.1 de la référence (ii) présente le Bilan d'énergie.

Le tableau 3.2 de la référence (ii) présente l'impact des nouveaux approvisionnements prévus sur le bilan d'énergie.

Le tableau 3.6 de la référence (iii) présente l'impact de l'ajout de 270 MW de projets pour usage cryptographique sur le bilan d'énergie en incluant les nouveaux approvisionnements prévus.

Selon la compréhension de l'AQCIE et du CIFQ, les figures de la référence (i) représentant les approvisionnements additionnels requis, correspondent à l'addition de l'énergie des rubriques Achats sur les marchés de court terme et Approvisionnements de long terme du tableau 3.1 de la référence (ii).

Demandes :

7.1 Veuillez confirmer la compréhension des intervenants.

7.2 Si vous ne confirmez pas, veuillez fournir l'énergie correspondant aux figures de la référence (i).

7.3 Veuillez fournir une figure semblable pour les années 2027 et 2029.

7.4 Veuillez fournir le même type de courbes, mais en considérant les approvisionnements additionnels requis (court et long terme) du tableau 3.2 de la référence (ii) en incluant les années 2027 et 2029.

7.5 Veuillez fournir le même type de courbes, mais en considérant approvisionnements additionnels requis (court et long) du tableau 3.6 de la référence (iii), en incluant les années 2027 et 2029

8. Références : (i) B-0020, pages 48 et 49
(ii) B-0020, page 13
(iii) B-0020, page 19

Préambule :

La référence (i) présente les valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour les années 2023, 2024 et 2025.

Le tableau 3.1 de la référence (ii) présente le Bilan d'énergie.

Le tableau 3.2 de la référence (ii) présente l'Impact des nouveaux approvisionnements prévus sur le bilan d'énergie.

Le tableau 3.6 de la référence (iii) présente l'Impact de l'ajout de 270 MW de projets pour usage cryptographique sur le bilan d'énergie en incluant les nouveaux approvisionnements prévus.

Selon la compréhension de l'AQCIE et du CIFQ, les figures de la référence (i) représentant les approvisionnements additionnels requis, correspondent à l'énergie de la rubrique Achats sur les marchés de court terme du tableau 3.1 de la référence (ii).

Demandes :

8.1 Veuillez confirmer la compréhension des intervenants.

8.2 Si vous ne confirmez pas, veuillez fournir l'énergie correspondant aux figures de la référence (i).

8.3 Veuillez fournir une figure semblable pour les années 2026 et 2027.

8.4 Veuillez fournir le même type de figure, mais en considérant les Achats sur les marchés de court terme du tableau 3.2 de la référence (ii), en incluant les années 2026 et 2027.

8.5 Veuillez fournir le même type de figure, mais en considérant Achats sur les marchés de court terme du tableau 3.6 de la référence (iii), en incluant les années 2026 et 2027.

9. Références : (i) B-0020, page 52
(ii) B-0020, page 13

Préambule :

Le tableau de la référence (i) présente le Coût des approvisionnements existants et prévus.

Le tableau de la référence (ii) présente le Bilan d'énergie.

Pour les Approvisionnements en puissance, il est indiqué uniquement la valeur en M$.

Demandes :

9.1 L'AQCIE et le CIFQ comprennent que la rubrique « Approvisionnements de long terme en énergie » de la référence (i) concerne les contrats post patrimoniaux existants.

9.1.1. Veuillez confirmer la compréhension des intervenants. Si ce n'est pas le cas, veuillez identifier les contrats concernés par cette rubrique.

9.1.2. Veuillez préciser si le coût en M$ comprend des achats d'énergie et de puissance. S'il y a lieu veuillez fournir le coût pour la puissance seulement.

9.1.3. Veuillez fournir la puissance correspondant à ces contrats.

9.2 Pour la rubrique « Approvisionnements en puissance », il est indiqué uniquement la valeur en M$. Veuillez fournir la puissance et le coût unitaire de puissance en précisant s'il s'agit d'approvisionnements de long terme ou de court terme.

9.3 Pour la rubrique « Énergie additionnelle requise »,

9.3.1. Veuillez préciser si le coût en M$ comprend uniquement des achats d'énergie. S'il y a lieu, veuillez fournir le coût d'achat de puissance.

9.3.2 Veuillez expliquer l'augmentation du prix unitaire en $/MWh à partir de l'année 2027.

10. Références : (i) B-0020, page 53
(ii) R-4129-2020, B-0007, page 12

Préambule :

Concernant le signal de coût évité en énergie à partir de l'année 2027, la référence (i) mentionne :

> *le signal de prix est de 8,7 ¢/kWh ($ 2022) indexé à l'inflation, soit 6,5 ¢/kWh ($ 2022) pour la fourniture, à laquelle s'ajoute les coûts de transport et d'équilibrage de 2,3 ¢/kWh ($ 2022). Ce signal de prix reflète le prix de référence de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01, incluant les ajustements indiqués au dossier R-4057-2018. Compte tenu des appels d'offres en cours et prévus, ce signal sera révisé à mesure que les prix de l'électricité des nouveaux contrats seront connus.*

La référence (ii) présente le Contrat de service d'intégration éolienne conclu avec le Producteur. Selon ce contrat, celui-ci doit fournir pendant la période d'hiver une puissance garantie correspondant à 40 % de la puissance contractuelle.

En conséquence, selon l'AQCIE et le CIFQ, le produit correspondant au signal de prix de 8,7 cents/kWh comprend non seulement de l'énergie, mais également de la puissance ;

Demandes :

10.1 Veuillez indiquer si les prix de l'électricité des nouveaux contrats éoliens sont connus.

10.2 Si oui, veuillez réviser le signal de prix.

10.3 Étant donné que le signal de prix correspond à un produit qui comprend une composante énergie et une composante puissance, veuillez indiquer comment ce signal est utilisé dans le cas de mesures qui concernent uniquement une composante énergie.

10.4 Veuillez indiquer comment ce signal est utilisé dans le cas de mesures qui concernent une composante énergie et une composante de puissance. Veuillez notamment préciser comment le coût de la composante puissance intégrée dans le coût évité de l'énergie est traité

11. Références : (i) R-4110-2019, B-0032, pages 9 et 11
(ii) B-0043, pages 32 et suivantes

Préambule :

À la page 9 de la référence (i) le Transporteur et le Distributeur suggèrent que l'application d'un facteur de 80 % au coût évité de transport.

À la page 11 de la référence (i), le Distributeur estime qu'environ 40 % des investissements historiques en croissance sont dédiés à la gestion de la pointe et qu'environ 60 % des investissements en croissance sont associés à la gestion de la reprise après panne.

À la référence (ii), en réponse à une demande de la Régie concernant les travaux en cours afin d'analyser l'impact de différents moyens de gestion sur les besoins d'investissement des réseaux de transport et de distribution, le Distributeur mentionne :

> ….
> *Il serait donc prématuré à ce stade de présenter des observations ou conclusions préliminaires.* (page 34)
> …..
>
> *L'observation des résultats sur les postes ciblés peut apporter une information pertinente. Toutefois, Hydro-Québec ne peut conclure quant à l'impact sur le report d'investissements sur cette seule base, ni a fortiori transposer les résultats sur l'ensemble du réseau de transport. Une preuve de concept ciblée spécifiquement sur les besoins des postes satellites (poste de « distribution ») est nécessaire.* (page 34)
>
> *Le Distributeur et le Transporteur ne sont pas en mesure de donner d'échéancier pour la production d'un rapport d'étape ou final, compte tenu du temps nécessaire pour mener à bien les analyses.*
> *Le Distributeur mentionne que, dans l'intervalle et par prudence, il n'attribue pas de valeur au report d'investissement aux fins de ses analyses économiques des différents moyens de gestion de la demande.* (page 35)

Demandes :

11.1 En vous référant aux pourcentages mentionnés à la référence (i), veuillez préciser ce que le Distributeur entend à la référence (ii) par la *valeur au report d'investissement.*

11.2 Veuillez préciser si la non-attribution de valeur au report d'investissements s'applique aux coûts évités de transport **et** de distribution.

11.3 Veuillez préciser si la non-attribution s'applique uniquement aux *analyses économiques des différents moyens de gestion de la demande.*

11.4 Si oui, veuillez préciser si le Distributeur applique les pourcentages mentionnés à la référence (i) pour les analyses économiques concernant d'autres projets.

11.5 S'il y a lieu, veuillez justifier une application différente selon les projets.

12. Référence : B-0020, page 27

Préambule :

À la référence il est mentionné :

> *L'ajout d'un aléa d'un écart type représente plus de 5 TWh en 2027. En considérant le scénario intégrant les nouveaux approvisionnements découlant des appels d'offres lancés en 2021 et ceux qui seront lancés en 2022, les achats d'énergie prévus atteignent alors 10 TWh sur une base annuelle en 2027. Le Distributeur estime que, de ce 10 TWh, un volume d'au moins 4 TWh pourrait être acquis auprès du Producteur. En conséquence, le volume qui devrait alors être acquis sur les marchés hors Québec se situe sous les 6 TWh établis dans le critère de fiabilité.*

L'AQCIE et le CIFQ comprennent que le *volume d'au moins 4 TWh pourrait être acquis auprès du Producteur* concerne des approvisionnements de court terme.

Demandes :

12.1 Veuillez confirmer la compréhension des intervenants. S'il y a lieu veuillez expliquer votre réponse.

12.2 Veuillez indiquer si le volume d'au moins 4 TWh qui serait acquis auprès du Producteur est applicable pour l'année 2027 seulement. Veuillez expliquer votre réponse et préciser les années où ce volume d'au moins 4 TWh est applicable.

12.3 Veuillez indiquer la proportion de ce volume qui pourrait être acquis en hiver.