

---

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029  
DOSSIER R-4110-2019**

---

**COÛTS ÉVITÉS POUR LES HEURES DE PLUS GRANDES CHARGES**

**Question 1 :**

**Références:**

- (i) B-0021, p. 3
- (ii) B-0021, p. 5, figure 1
- (iii) B-0021, p. 6, figure 2
- (iv) B-0021, p. 7, tableau 1

**Préambule :**

(i)

« Cette approche permet de répondre à l'objectif de refléter la valeur de l'énergie pour les périodes de plus forte charge, mais est plus flexible et résultera en des coûts évités davantage applicables que des coûts évités pour 100 heures et pour 300 heures. En effet, les coûts évités horaires pourront être utilisés dans les analyses de produits présentant des caractéristiques diverses, notamment en termes de plages horaires et de nombre d'heures de disponibilité. » (Nous soulignons)

La FCEI constate que le Distributeur propose une approche qui diffère de la demande formulée par le Régie. Bien qu'elle ne soit pas fermée à la notion de profil horaire proposée par le Distributeur, elle souhaite s'assurer de bien en comprendre l'application. De plus, elle évalue que cette approche conduira vraisemblablement à une sous-estimation du véritable coût évité en puissance pour les 100 heures de plus grandes charges et à une surestimation de celui-ci pour les 300 heures de plus grandes charges.

**Questions :**

- 1.1 Afin de faciliter la compréhension de la proposition du Distributeur et, à partir des données de la référence (iv), veuillez présenter le calcul détaillé du coût évité pour un moyen de pointe (donc ne pouvant être appelé que lors des deux périodes de pointe du matin et du soir) disponible 100 heures. Veuillez justifier la pondération associée à chaque coût évité horaire.

- 1.2 Afin d'illustrer l'impact du nombre d'heures de disponibilité sur le calcul du coût évité, veuillez présenter le calcul correspondant pour un moyen de pointe (visant donc les mêmes plages horaires) disponible 300 heures. Veuillez justifier la pondération associée à chaque coût évité horaire.
- 1.3 Afin d'illustrer l'impact des plages horaires sur le calcul du coût évité, tel que mentionné à la référence (i), veuillez présenter le calcul correspondant pour un moyen appelable, peu importe l'heure du jour et disponible 300 heures. Veuillez justifier la pondération associée à chaque coût évité horaire.
- 1.4 Afin d'illustrer l'impact des plages horaires sur le calcul du coût évité, tel que mentionné à la référence (i), veuillez présenter le calcul correspondant pour un moyen appelable en tout temps et disponible 300 heures. Veuillez justifier la pondération associée à chaque coût évité horaire.
- 1.5 Veuillez donner des exemples de caractéristiques autres que les plages horaires et le nombre d'heures de disponibilité qui pourrait influencer le coût évité.
- 1.6 Veuillez présenter le coût évité découlant de cette approche pour chacun des outils de gestion de la demande en puissance inscrits au bilan du Distributeur.
- 1.7 Veuillez reproduire les références (ii) à (iv) en utilisant non pas les jours ouvrables de janvier, mais plutôt les 14 jours de l'hiver (donc environ 100 heures de pointe) présentant les plus grandes demandes de pointe.
- 1.8 Veuillez faire de même en utilisant les 45 jours de l'hiver (donc environ 300 heures de pointe) présentant les plus grandes demandes.

## **HILO**

### **Question 2**

#### **Références :**

- (i) B-0024, pp. 29 et 30, réponse 9.1
- (ii) Loi sur la Régie de l'énergie, article 74.1
- (iii) B-0024, p. 41, réponse 10.9
- (iv) B-0024, pp. 39 et 40, réponse 10.6
- (v) B-0024, p. 44, réponse 10.12
- (vi) B-0024, p. 19, tableau R-7.3
- (vii) B-0033, annexe E

**Préambule :**

(i)

« 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 LRÉ.

Les arguments énoncés par la Régie au paragraphe 173 de sa décision D-2019-164 s'appliquent *mutatis mutandis* :

[173] De plus, aux fins de son interprétation, la Régie juge déterminant le fait que le Programme soit, d'une part, un produit de puissance résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants et, d'autre part, qu'il soit extrait des ressources déjà disponibles. Cette dernière caractéristique suffit pour justifier l'exemption du Programme de la procédure d'appel d'offres visant l'acquisition de nouvelles ressources afin de fournir la puissance requise pour combler les besoins des marchés québécois. »

(ii)

« **74.1.** Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie, qui doit se prononcer dans les 90 jours, une procédure d'appel d'offres et d'octroi, ainsi qu'un code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, ou les besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment :

1. permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;
2. accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement; » (Nous soulignons)

(iii)

« 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.

Réponse :

D'emblée, le Distributeur réitère qu'une pénétration de 15 % du marché cible ne représente que 6 % de l'ensemble des ménages québécois. Le taux de pénétration retenu pour Hilo s'appuie sur des données de marchés plus matures, tels que les marchés européen et américain. Des ajustements aux taux de pénétration observés ont été faits pour tenir compte des particularités du marché québécois, par exemple les bas tarifs, l'énergie de source renouvelable ou la chauffe principalement électrique. » (Nous soulignons)

(iv)

« 10.6 Veuillez préciser si le marché cible d'Hilo est constitué essentiellement des 1,5 million de clients Propriétaires-TAE-Maisons-Plex au tarif D chauffant des superficies moyennes de 2 157 pi<sup>2</sup>, selon le *Portrait de la clientèle aux tarifs domestiques* de la référence (vii).

Réponse :

Hilo livrera les cibles de réduction de puissance convenues annuellement avec le Distributeur. Pour ce faire, Hilo déterminera quelle est la contribution des différents types d'habitation, segments de clients ou usages. Considérant les résultats des projets pilotes, le Distributeur constate que la réduction de puissance visée de 2 kW par client participant

est cohérente avec une priorité placée sur les habitations de grande taille. Cependant, Hilo est la mieux placée pour effectuer le choix des segments visés ou des mesures. Le Distributeur n'a pas effectué d'analyse sur le potentiel d'attrait et le taux de pénétration du programme Hilo auprès spécifiquement des propriétaires-TAE Maisons-Plex au tarif D, des locataires, des propriétaires de condos ou de toute autre catégorie. De même, il n'a pas formulé d'hypothèses quant à la contribution de la chauffe de l'espace ou de l'eau. » (Nous soulignons)

(v)

« 10.19 Veuillez fournir le coût global prévu pour le Distributeur, pour les 3 premières années du programme Hilo, par kW effacé.

Réponse :

[...]

Dans l'intervalle, le Distributeur s'est appliqué à obtenir un prix représentatif des coûts évités de long terme et travaille à estimer les bénéfices pour le réseau et environnementaux plus difficilement quantifiables à ce stade, mais rendus possibles par les technologies mises en place par Hilo. Le déploiement de cette infrastructure technologique pérenne en aval du compteur par Hilo permettra d'élargir graduellement la gamme de services selon les besoins du réseau d'Hydro-Québec. Cette infrastructure permettra en outre d'accueillir davantage de ressources énergétiques distribuées auprès de sa clientèle sans mettre à risque le réseau et la fiabilité du service d'Hydro-Québec, le tout, dans le respect de hauts standards de sécurité. » (Nous soulignons)

### Questions:

- 2.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que la position du Distributeur est à l'effet que l'entente avec Hilo n'est pas soumise à la procédure d'appel d'offres parce qu'elle a été conclue à un moment où il n'était pas requis d'acquérir de la puissance additionnelle et que, par conséquent, elle ne vise pas à rencontrer des besoins additionnels, mais à économiser les ressources présentement disponibles.
- 2.2 Veuillez confirmer que la position du Distributeur est à l'effet que, si l'entente avec Hilo avait été conclue à un moment où il était requis d'acquérir de la puissance additionnelle pour répondre au besoin de puissance, elle aurait dû faire l'objet d'un appel d'offres.
- 2.3 Considérant que le plan d'approvisionnement prévoit un besoin de puissance additionnel en 2025 et que l'impact de Hilo s'étend au-delà de cet horizon,

- veuillez indiquer qu'elle est l'horizon de temps pertinent pour déterminer que l'appel d'offres ne vise pas à combler un besoin additionnel.
- 2.4 Veuillez confirmer que les besoins de puissance additionnelle prévus pour les années 2025 et suivantes sont en excès de l'électricité patrimoniale.
  - 2.5 Veuillez confirmer qu'en l'absence de Hilo au bilan en puissance, ce dernier présenterait un besoin pour un nouvel approvisionnement en puissance dès 2022-2023, voire même dès 2021-2022.
  - 2.6 Veuillez confirmer que pour obtenir de la puissance dans la zone du Québec en 2022 ou 2023, un appel d'offres devrait être lancé dès à présent. Sinon veuillez indiquer à quel moment devrait être lancé un tel appel d'offres.
  - 2.7 Relativement à la référence (iii), veuillez identifier chacun des marchés matures utilisés de même que son taux de pénétration propre.
  - 2.8 Veuillez présenter le détail des ajustements effectués pour adapter ces taux de pénétration au marché québécois et justifier ceux-ci.
  - 2.9 Relativement à la référence (iv), doit-on comprendre que le Distributeur inscrit à son bilan des ressources en puissance sans avoir demandé à Hilo de lui présenter l'ensemble des hypothèses et calculs derrière la prévision de réduction de puissance?
  - 2.10 Sinon, veuillez présenter le détail des économies de puissance attendues par segment de marché.
  - 2.11 Veuillez confirmer qu'Hilo ne prend aucun engagement de long terme envers le Distributeur pour ce qui est de la réduction de puissance et que seuls des engagements annuels sont prévus.
  - 2.12 Relativement à la référence (v), veuillez confirmer la compréhension de la FCEI à l'effet que le Distributeur paie environ le coût évité de long terme pour les services de Hilo.
  - 2.13 Veuillez justifier un coût de l'entente de l'ordre du coût évité de long terme alors que le coût des mesures incluses à l'Annexe E (référence (vii) y est bien inférieur, sans compter qu'une part des investissements sera à la charge des clients.
  - 2.14 En supposant que le Distributeur peut obtenir de la puissance garantie pour le même coût, veuillez justifier de favoriser de la puissance incertaine alors que de la puissance garantie serait disponible.
  - 2.15 Relativement à la référence (iv), veuillez décrire le processus par lequel les cibles de réduction de puissance convenues annuellement sont établies en spécifiant notamment à quel moment le Distributeur doit exprimer son besoin et à quel moment Hilo donne sa réponse.

- 2.16 Veuillez indiquer si l'entente oblige le Distributeur à accepter toute la réduction de puissance que lui offre Hilo ou s'il peut limiter cette quantité. Veuillez élaborer sur les contraintes auxquelles fait face le Distributeur à cet égard.
- 2.17 Veuillez indiquer comment l'entente avec Hilo permet au Distributeur de moduler la forme des réductions de puissances qu'il obtient (plages horaires, nombre d'heures appelables, etc.) afin qu'elle corresponde à ses besoins.
- 2.18 Veuillez confirmer que le Distributeur continue de poursuivre l'objectif de gestion de la demande en puissance au moindre coût.
- 2.19 Veuillez confirmer que l'arrivée de Hilo ne modifiera pas l'approche visant à privilégier l'utilisation des moyens de gestion de la demande en puissance les plus économiques en priorité de manière à minimiser les coûts.
- 2.20 Veuillez déposer l'entente entre Hilo et le Distributeur. Au besoin, ce dépôt peut être fait sous pli confidentiel.
- 2.21 Advenant que la pandémie de la maladie à coronavirus entraîne une baisse de 2000 MW du besoin en puissance sur tout l'horizon du plan, veuillez indiquer quel moyen de gestion de la demande en puissance le Distributeur réduirait en premier dans la perspective de minimisation des coûts.
- 2.22 Veuillez déposer une mise à jour du bilan en puissance (référence vi) reflétant cette hypothèse.

## VÉHICULES ÉLECTRIQUES

### **Question 3 :**

#### **Références:**

- (i) B-0024, p.14, réponse 6.1
- (ii) R-4060-2018, B-0009, p. 8, figure 1

**Préambule :**

(i)

**Demandes :**

6.1 Veuillez présenter les hypothèses permettant de calculer la hausse des besoins en puissance expliquée par la hausse du taux de diffusion des véhicules électriques en référence (ii) et commenter la compréhension de la Régie exprimée en préambule.

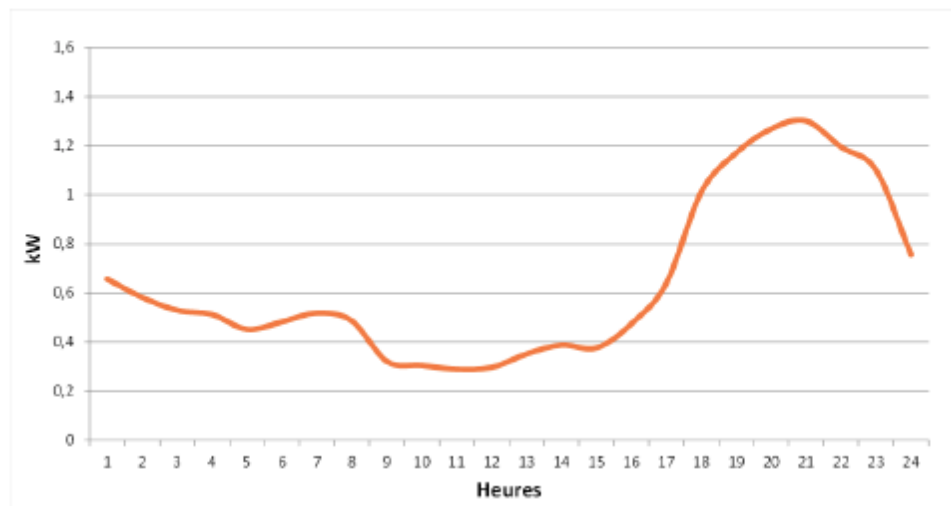
**Réponse :**

1 Le Distributeur réfère la Régie aux pièces HQD-4, document 1 (B-0012)<sup>4</sup> du  
2 dossier R-4057-2018 et HQD-1, document 3 (B-0009)<sup>5</sup> du dossier R-4060-2018,  
3 qui présentent les travaux effectués en réponse à la demande formulée par la  
4 Régie dans sa décision D-2017-022<sup>6</sup> et quantifiant l'impact moyen de la recharge  
5 d'un véhicule électrique sur la pointe d'hiver.

6 Le Distributeur tient à souligner que le profil moyen de recharge a été défini sur  
7 la base d'un échantillon significatif comprenant environ 500 bornes  
8 domestiques de 240 V, 1 500 bornes publiques de niveau 2 (240 V), ainsi que  
9 140 bornes rapides. Le profil résultant indique un impact moyen sur la pointe  
10 d'hiver de 0,7 kW par véhicule rechargé. C'est ce même profil qui a été utilisé  
11 dans le cadre du dossier R-4060-2018 et du Plan. Le Distributeur réitère que ces  
12 résultats sont cohérents avec les analyses issues des rapports intérimaires de  
13 FleetCarma dans le cadre du projet *Charge the North*.

(ii)

**FIGURE 1 :**  
**PROFIL MOYEN DE LA RECHARGE D'UN VÉHICULE ÉLECTRIQUE AU QUÉBEC**  
**LORS D'UNE JOURNÉE FROIDE D'HIVER – PRÉVISION À L'HORIZON 2027**



Cette figure démontre un impact maximal de la recharge d'environ 1,3 kW à la pointe du soir contre 0,5 kW à la pointe du matin.



**Questions :**

- 3.1 La référence (ii) démontre que la recharge de véhicules électriques a un impact beaucoup plus important sur la pointe du soir que sur celle du matin. La FCEI calcule que l'ajout de 570 000 véhicules par rapport à 2019-2020 aura un impact d'environ 285 MW sur la pointe du matin et d'environ 741 MW sur la pointe du soir à l'horizon 2029, soit un écart de plus de 450 MW. Pour chacune des années du plan, veuillez indiquer laquelle de la pointe du matin ou du soir est la plus élevée et présenter :
- 3.1.1 la probabilité d'occurrence et le niveau de la pointe du soir et la part de cette dernière attribuable aux véhicules électriques.
- 3.1.2 la probabilité d'occurrence et le niveau de la pointe du matin et la part de cette dernière attribuable aux véhicules électriques.

**GDP, OÉI, INTERRUPTION CHAÎNES DE BLOCS**

**Question 4 :**

**Références:**

- (i) B-0005, p.12
- (ii) B-0009, p. 21
- (iii) B-0024, p. 19, tableau R-7.3
- (iv) R-4041-2018, B-0061
- (v) B-0009, p. 67, figure 8.5
- (vi) B-0009, p. 18, tableau 3.2
- (vii) B-0033, p. 11

**Préambule :**

- (i) « De plus, des modifications sont prévues au programme GDP Affaires et à l'option d'électricité interruptible offerte aux clients industriels, afin de maximiser la contribution de ces mesures au bilan de puissance. »
- (ii) Moyens additionnels potentiels de GDP pouvant atteindre 420 MW

**« Moyens additionnels potentiels de GDP**

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.

Jusqu'à 420 MW »

- (iii) Bilan en puissance révisé
- (iv) R-4041-2018, B-0061
- (vii) « Pour obtenir le gain applicable pour le Distributeur, qui servira au calcul du coût unitaire de la mesure, il est nécessaire de superposer ce profil de gain horaire avec le profil de demande en puissance du Distributeur. Une optimisation est alors effectuée afin d'établir le nombre optimal d'implantations de cette mesure permettant de réduire au maximum la demande en puissance maximale du Distributeur sur la période hivernale, pour la plage horaire définie. La procédure d'optimisation permet alors d'établir le marché optimal de la mesure et son impact net sur la pointe. Le gain unitaire final de la mesure est alors cet impact net sur la pointe divisé par le marché optimal. Ce gain net diffère généralement du gain de la mesure, qui est évaluée indépendamment des besoins du Distributeur. »  
(Nous soulignons)

#### Questions :

- 4.1 Veuillez confirmer que la seule modification prévue au programme GDP affaires est de permettre l'admissibilité pour les abonnements de moins de 50 MW de clients du tarif L, tel qu'indiqué à la référence (iii).
- 4.2 Veuillez expliquer comment l'impact de cette modification a été évalué.
- 4.3 Veuillez indiquer la somme de la puissance interruptible ayant adhéré à l'option au cours des trois dernières années et qui se qualifierait pour la GDP affaires selon la modification envisagée par le Distributeur.
- 4.4 Veuillez élaborer sur les modifications prévues à l'OÉI mentionnées à la référence (i).
- 4.5 Compte tenu de l'adoption du projet de loi 34 suivant le dépôt du plan, le Distributeur estime-t-il pouvoir apporter ces modifications avant la tenue du prochain dossier tarifaire? Le cas échéant, veuillez expliquer le processus envisagé pour ce faire. Sinon, veuillez justifier d'introduire un impact de 100 MW de contribution en puissance dès 2022-2023.
- 4.6 Veuillez expliquer comment l'impact attribuable à l'OÉI a été évalué et justifier vos hypothèses.
- 4.7 Relativement à la référence (v), veuillez confirmer que les approvisionnements additionnels requis pour 2029 sont calculés relativement à l'électricité patrimoniale. Sinon, veuillez indiquer par rapport à quel portefeuille d'outils ils sont calculés.

- 4.8 Veuillez indiquer le niveau des approvisionnements additionnels requis en 2029 (v) pour la première heure de puissance classée et réconcilier cette puissance avec les données du bilan (vi).
- 4.9 Veuillez présenter la superposition du profil des gains horaires avec le profil de demande en puissance du Distributeur, tel que recommandé à la référence (vii) pour la dernière année du plan en distinguant l'impact de chacun des outils.
- 4.10 Veuillez faire de même pour l'année 2022.

### **BESOIN DE PUISSANCE POUR LES SERRES**

#### **Question 5 :**

##### **Références:**

- (i) B-0007, p.32
- (ii) B-0009, p. 18, tableau 3.2
- (iii) B-0009, p. 19 à 21, tableau 3.3
- (iv) Tarifs d'électricité, article 6.36

##### **Préambule :**

(i)

« Un des facteurs les plus importants sous-tendant la croissance des besoins à la pointe d'hiver pour la période 2019-2029 est le chauffage des locaux pour les secteurs résidentiel (+1 309 MW) et commercial (+188 MW). Le développement de marchés suit, en ordre d'importance, avec une hausse anticipée de +604 MW à l'horizon du Plan, soit :

- centres de données : +342 MW;
- chaînes de blocs : +82 MW;
- serres : +180 MW.

L'électrification des transports et plus particulièrement la diffusion des véhicules électriques contribuent pour 400 MW à la croissance des besoins en puissance. Au secteur industriel, l'impact à la hausse est moindre, soit +160 MW. Cet impact est en grande partie attribuable à la reprise faisant suite à la fin du conflit de travail à l'aluminerie de Bécancour et à un accroissement des activités au secteur minier. »

**TABLEAU 2.4 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>Usages</b>											
<i>Chauffage des locaux Résidentiel</i>	13 930	14 105	14 241	14 397	14 534	14 666	14 792	14 913	15 028	15 137	15 239
<i>Chauffage des locaux Commercial</i>	3 579	3 623	3 654	3 677	3 695	3 711	3 725	3 738	3 749	3 758	3 767
<i>Eau chaude Résidentiel</i>	1 948	1 981	1 992	2 006	2 019	2 037	2 040	2 055	2 063	2 077	2 075
<i>Industriel</i>	7 991	8 262	8 389	8 384	8 369	8 354	8 324	8 230	8 195	8 178	8 150
<i>Centres de données</i>	85	106	122	158	205	251	298	344	386	416	427
<i>Chaînes de blocs</i>	100	190	395	718	718	718	669	505	182	182	182
<i>Serres</i>	77	88	131	184	230	246	253	256	258	258	258
<i>Véhicules électriques</i>	31	49	73	99	130	168	213	267	322	373	431
<i>Photovoltaïque</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Autres usages</i>	10 230	10 381	10 492	10 573	10 651	10 664	10 740	10 831	10 880	10 907	10 992
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b> <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	<b>37 972</b>	<b>38 783</b>	<b>39 489</b>	<b>40 196</b>	<b>40 550</b>	<b>40 815</b>	<b>41 056</b>	<b>41 139</b>	<b>41 064</b>	<b>41 287</b>	<b>41 522</b>

(iv) L'article 6.36 des tarifs d'électricité relatif à l'électricité additionnel prévoit que :

« Restriction

Hydro-Québec peut interdire la consommation d'électricité fournie à titre d'électricité additionnelle moyennant un préavis de 2 heures, en fonction des besoins de gestion et de la disponibilité du réseau. Si le client consomme de l'électricité additionnelle pendant une période non autorisée, toute consommation au-delà de la puissance de référence pendant cette période lui est facturée au prix de 50 ¢ le kilowattheure. »

Cette disposition est également applicable à l'éclairage de photosynthèse (voir notamment articles 2.53 et 4.36)

### Questions :

- 5.1 Veuillez confirmer que l'essentiel du besoin en puissance des serres qui passe de 77 MW en 2019 à 278 MW en 2029 (référence i)) est lié à l'éclairage de photosynthèse. Sinon veuillez indiquer la portion liée à cet usage.
- 5.2 Pour chacune des années du plan, veuillez indiquer quelle proportion de ce besoin de puissance est sujette à la restriction décrite à la référence (iv).
- 5.3 Veuillez indiquer où se retrouve, dans les ressources de puissance (références ii) et iii), la capacité du Distributeur d'interrompre la consommation d'électricité additionnelle, dont celle pour photosynthèse.

5.4 Le cas échéant, veuillez justifier de ne pas en tenir compte.

### ALÉA DE DEMANDE EN PUISSANCE

#### **Question 6 :**

##### **Références:**

- (i) B-0007, p. 43
- (ii) B-0024, p.10, réponse 4.1
- (iii) R-3648-2007, B-1, HQD-01, document 2, Annexe 2E, p. 137, tableau 2E-2  
(TRANSPOSITION DES BESOINS EN ÉNERGIE DE JANVIER EN BESOINS  
EN PUISSANCE - PROVENANCE DES HYPOTHÈSES)
- (iv) R-3648-2007, B-14, HQD-3, Document 1, p. 13, tableau R-8.1
- (v) R-3648-2007, B-14, HQD-3, Document 1, p. 14, réponse 8.2

##### **Préambule :**

(i)

« Depuis le dernier plan d’approvisionnement, le Distributeur a déployé des efforts pour développer de nouveaux marchés, notamment les centres de données, la chaîne de blocs et les serres. L’ampleur de la consommation réelle associée au développement de marchés (figure 2.8) a fait en sorte que les modèles de prévision ne parviennent pas à bien expliquer la croissance observée au secteur commercial en utilisant uniquement les variables économiques et énergétiques usuelles. L’absence de variables explicatives pertinentes pour le développement de marchés entraînait une sous-estimation des ventes prévues au secteur commercial.

Afin d’améliorer la qualité de ses modèles, le Distributeur exclut désormais les ventes du développement de marchés pour la calibration de ceux-ci. Ainsi, la prévision des ventes du secteur commercial correspond à la somme des ventes prévues excluant le développement de marchés issues des modèles et celles spécifiques au développement de marchés traitées à la marge. Cette modification est en vigueur depuis 2019.”

**4. Référence :** Pièce [B-0007](#), p. 44.

**Préambule :**

**« 2.4.3. Estimation de l'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver à conditions climatiques normales**

*L'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver à conditions climatiques normales est construit à partir de l'aléa sur la prévision des besoins en énergie. De plus, deux autres sources de risques sont prises en compte dans le calcul de l'aléa, soit :*

- a. *le risque lié à la mensualisation des besoins en énergie;*
- b. *le risque applicable à la transposition énergie-puissance spécifique à la pointe d'hiver.*

*Un raffinement méthodologique a été introduit en 2018, lequel permet de mieux mesurer l'incertitude applicable à la transposition énergie-puissance spécifique à la pointe d'hiver en tenant compte de la saisonnalité du risque de transposition. Ce changement a eu pour effet de réduire l'écart-type sur la demande prévue en puissance de 130 MW pour l'hiver 2019-2020 et de 230 MW pour l'hiver 2022-2023.* » [nous soulignons]

**Demande :**

- 4.1 Veuillez élaborer sur le raffinement méthodologique de la référence en précisant les améliorations apportées, par rapport à l'ancienne méthodologie.

**Réponse :**

**Comme décrit dans le Plan, l'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver est construit à partir de l'aléa sur la prévision des besoins en énergie. Un facteur de transposition est utilisé pour convertir les besoins en énergie en besoins en puissance. Puisque ce facteur est incertain, un aléa lui est assujéti, soit le risque présenté dans la section 2.4.3 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0007).**

**Historiquement, le risque de transposition applicable aux besoins à la pointe d'hiver consistait en la moyenne du risque de transposition observé sur les mois de novembre à mars. En 2018, le risque de transposition a été modifié pour prendre en compte uniquement les mois de janvier et février, soit les mois les plus représentatifs du risque de transposition énergie-puissance pour l'établissement de la pointe hivernale.**

**Questions :**

- 6.1 Veuillez indiquer si le facteur de transposition est toujours établi sur la base d'une approche présentée en 2007 à la référence (iii).
- 6.2 Veuillez confirmer la compréhension de la FCEI que, selon cette approche, un ratio de puissance/énergie est établi distinctement pour différents usages et que le besoin en puissance total correspond à la somme des besoins en puissance de chacun de ces usages.

- 6.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur, alors qu'il utilisait dès 2007 une méthodologie basée sur le seul mois de janvier, est passé à une méthodologie basée sur les mois de novembre à mars pour revenir aujourd'hui à une méthodologie basée sur les mois de janvier et février.
- 6.4 Veuillez justifier de ne pas limiter l'évaluation du besoin en puissance au seul mois de janvier tel que cela était fait en 2007.
- 6.5 Veuillez indiquer si une évaluation du besoin en puissance sur la base du seul mois de janvier, tel que cela était fait en 2007, produirait un aléa sur les besoins en puissance plus faible ou plus élevé que celui basé sur les mois de janvier et février.
- 6.6 Veuillez mettre à jour le tableau de la référence (iii) et spécifier où se retrouvent les usages cryptographiques (interruptibles et non interruptibles) et l'électricité additionnelle / photosynthèse dans cette méthodologie.
- 6.7 Veuillez confirmer que les usages cryptographiques interruptibles et l'électricité additionnelle pour la photosynthèse se voient attribuer un besoin de puissance nul selon cette méthodologie. Sinon, indiquez quel serait le niveau de la réserve pour respecter le critère de fiabilité si une puissance nulle leur était attribuée.
- 6.8 Veuillez spécifier le traitement des charges cryptographiques non interruptibles dans cette méthodologie et indiquer quel serait le niveau de la réserve pour respecter le critère de fiabilité si une puissance nulle leur était attribuée en plus des usages cryptographiques interruptibles et de l'électricité additionnelle pour la photosynthèse.
- 6.9 Veuillez également mettre à jour le tableau de la référence (iv) et la réponse à la référence (v).
- 6.10 Veuillez indiquer si et comment les ajustements méthodologiques décrits à la référence (i) ont été pris en compte au niveau de la transposition énergie-puissance.
- 6.11 Pour les hivers 2019-2020 et 2022-2023, veuillez ventiler l'aléa sur la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver entre les trois composantes suivantes :
  - 6.11.1 Aléa sur les besoins en énergie
  - 6.11.2 Risque lié à la mensualisation des besoins
  - 6.11.3 Risque applicable à la transposition des besoins énergie-puissance à la pointe d'hiver.

## PRÉVISION DE LA DEMANDE CHAÎNE DE BLOCS

### **Question 7 :**

#### **Références:**

- (i) B-0024, page 17, réponse 7.1.
- (ii) D-2020-025.
- (iii) B-0024, p.18, réponse 7.3
- (iv) B-0024, p.19, tableau R-7.3

#### **Préambule :**

(i)

« 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. »

(ii)

*« [103] Pour les motifs invoqués précédemment, la Régie se déclare compétente pour aménager le tarif LG offert aux Réseaux municipaux afin de tenir compte de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs par la clientèle de ces derniers. »*

(iii)

« De plus, comme demandé par la Régie, ce bilan de puissance tient compte des conditions d'effacement actuellement en vigueur. À cet effet, le Distributeur précise que, dans ce bilan, seules les quantités issues de l'appel de propositions sont considérées comme étant en service non ferme, donc pouvant être effacées en pointe. Les conditions d'effacement des clients existants et des clients des réseaux municipaux n'ayant pas encore été approuvées, les MW qui y sont associés ont été considérés en service ferme et donc, présents en pointe.

En ce qui concerne les clients des réseaux municipaux, le Distributeur rappelle que, même si plusieurs ont convenu avec les réseaux municipaux de conditions d'effacement, le Distributeur n'a pour le moment aucun contrôle sur ces périodes d'effacement. En l'absence d'un tel contrôle, aucun effacement n'a été inscrit au bilan de puissance du Distributeur. »



**Questions :**

- 7.1 Veuillez commenter la possibilité que le manque d'engouement auquel fait référence le Distributeur à la référence (i) ait pu être le fruit de l'incertitude entourant le traitement des clients pour *l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs* dans les réseaux municipaux.
- 7.2 À la suite de la décision D-2020-025 et à la levée de l'incertitude entourant le traitement des clients dans les réseaux municipaux, veuillez indiquer si le Distributeur envisage de faire un nouvel appel d'offres afin de tester l'intérêt de clients qui auraient choisi de ne pas soumissionner à l'appel d'offres A/O-2019 dans l'espoir de bénéficier de meilleures conditions dans les réseaux municipaux.
- 7.3 Relativement à la référence (iii), le Distributeur convient-il qu'en présence d'ententes d'interruption des clients à usage cryptographique des réseaux municipaux, tout porte à croire que ces clients seront interrompus lors des pointes de ces réseaux?
- 7.4 Veuillez confirmer l'anticipation de la FCEI à l'effet que la pointe des réseaux municipaux avec usage cryptographique est sensiblement coïncidente avec celle du Distributeur.
- 7.5 Pour janvier 2020 et pour chaque réseau municipal où un usage cryptographique est en opération, veuillez présenter :
- 7.5.1 la demande du réseau municipal lors des 30 heures de plus forte demande du Distributeur;
- 7.5.2 la pointe du réseau municipal pour le mois x.
- 7.6 Veuillez évaluer l'aléa sur la demande en puissance et la réserve pour respect du critère de fiabilité en supposant que l'ensemble de l'usage cryptographique est interruptible.

**RAPPELS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE**

**Question 8 :**

**Références:**

- (i) B-0024, p.18, réponse 7.3  
(ii) B-0009, p. 81, tableaux 11.1 à 11.3  
(iii) B-0024, p.19, tableau 7.3

**Préambule :**

(i)

« Le Distributeur précise également que, pour le bilan de puissance révisé, l'ensemble des approvisionnements pour répondre aux besoins en énergie et en puissance ont été ajustés, selon leur disponibilité. Ainsi, ce bilan présente un déploiement ajusté pour les rappels d'énergie différée et les moyens additionnels potentiels. » (Nous soulignons)

**Questions :**

- 8.1 Veuillez mettre à jour les tableaux de la référence (ii) de manière à refléter les ajustements mentionnés à la référence (i).
- 8.2 Veuillez ventiler la ligne « contrats avec HQP » du bilan de puissance (iii).
- 8.3 Le cas échéant, veuillez justifier d'avoir recours à un rappel d'énergie différée en 2021 alors que bilan présente une disponibilité résiduelle de 350 MW sur les marchés de court terme plutôt que de reporter ces rappels à 2026 et 2027 ou des approvisionnements de long terme sont prévus.
- 8.4 Veuillez démontrer la nécessité de procéder à des rappels d'énergie différée en février pour les années 2021 à 2024.
- 8.5 Veuillez démontrer la nécessité de procéder à des rappels d'énergie différée en mars 2023 et 2024.
- 8.6 Veuillez confirmer que si le besoin de puissance devait être inférieur à la prévision au cours des prochaines années, notamment à cause de la pandémie de la maladie à coronavirus, de sorte que le Distributeur puisse combler ses besoins de puissance sur les marchés de court terme, il reporterait les rappels d'énergie en 2026 et 2027.

**VARIABLES EXPLICATIVES ET PERFORMANCE PRÉVISIONNELLE**

**Question 9 :**

**Références:**

- (i) B-0024, p.7, tableau R-2.1-A
- (ii) R-3986-2016, B-0008, p. 23
- (iii) B-0007, p. 52, tableau 3.6
- (iv) B-0007, p. 45
- (v) B-0007, p. 46, tableau 2.14

- (vi) R-3648-2007, B-1, HQD-01, document 2, Annexe 2E, p. 137, tableau 2E-2  
(TRANSPOSITION DES BESOINS EN ÉNERGIE DE JANVIER EN BESOINS EN PUISSANCE 4 PROVENANCE DES HYPOTHÈSES)

**Préambule :**

À la référence (i), le Distributeur remplace la variable « Stock de logement » (ii) par la variable « Mise en chantier » (i).

(iv)

« Les modèles ont surestimé la demande totale (ventes et besoins) en énergie et en puissance, comme l'indique l'écart moyen positif. La performance de la prévision est meilleure pour les besoins en puissance qu'en énergie étant donné l'impact proportionnellement plus grand des erreurs de prévision du secteur industriel sur les besoins en énergie que sur ceux en puissance. »

(vi)

**TABLEAU 2E-2**  
**TRANSPOSITION DES BESOINS EN ÉNERGIE DE JANVIER EN BESOINS EN PUISSANCE**  
**PROVENANCE DES HYPOTHÈSES**

<b>Usages</b> <i>(besoins présents en janvier)</i>	<b>Provenance des hypothèses de ratios:</b> <b>puissance à la pointe d'hiver / énergie de janvier</b>
---	--

À l'horizon 4 ans, la FCEI constate un écart prévisionnel moyen de 2% et de 1,1% sur un horizon de trois ans. Ces horizons prévisionnels étant déterminants dans les décisions de lancer des appels d'offres, ils peuvent faire la différence entre lancer ou non un appel d'offres de long terme.

**Questions :**

- 9.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que la variable « stock de logement » n'était pas un stock contrairement à ce que son nom indique, mais une variation du stock de logement (c.-à-d. les mises en chantier).
- 9.2 Si la variable stock de logement est en fait un stock et la variable « mises en chantier » une variation de stock, veuillez confirmer que le modèle du Distributeur continue à évaluer le besoin en énergie total et non la variation du besoin en énergie.
- 9.3 Veuillez confirmer que cette modification entraîne un déplacement important du pouvoir explicatif vers la constante du modèle.

- 9.4 Pour le secteur résidentiel et agricole, veuillez présenter le coefficient de détermination (iii) d'un modèle où il n'y aurait que la constante comme seule variable explicative.
- 9.5 Parmi les variables de la référence (i), veuillez identifier celles qui n'ont subi qu'un simple changement d'appellation, mais qui représentent la même variable.
- 9.6 Relativement à la référence (v), veuillez confirmer que les résultats de performance prévisionnelle par secteur présentés au tableau 2.14 reflètent la prévision des besoins en énergie.
- 9.7 Veuillez décrire les démarches faites par le Distributeur pour identifier la source des écarts de prévision en énergie.
- 9.8 Outre les corrections relatives au développement de marchés, veuillez indiquer si le Distributeur a apporté d'autres améliorations à son modèle de prévision du besoin en énergie.
- 9.9 Pour chaque secteur et horizon du tableau 2.14, veuillez indiquer la part des écarts de prévision qui est due à des écarts de prévision sur les intrants et la part qui est due au modèle lui-même (forme fonctionnelle, choix des variables, estimation des paramètres, etc.).
- 9.10 Veuillez expliquer comment est établi le besoin en puissance réel pour les fins du calcul de la dernière ligne du tableau.
- 9.11 Veuillez indiquer quels auraient été les écarts prévisionnels sur le besoin en puissance si le Distributeur avait prévu parfaitement les besoins en énergie.
- 9.12 Pour les horizons d'analyse de 3 et 4 ans, veuillez présenter la performance prévisionnelle du besoin en puissance pour chacune des catégories d'usage (soit les catégories similaires à celle de la référence (vi) qui étaient en vigueur au moment de faire la prévision).

### **POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE**

#### **Question 10 :**

#### **Référence:**

- (i) B-0033, p.55 et suivantes, Annexe E

**Questions :**

- 10.1 Veuillez regrouper l'Annexe E par mesure et ajouter le coût unitaire moyen global pour l'ensemble du portefeuille. Alternativement, veuillez produire l'annexe E en format électronique interprétable par un chiffrier.
- 10.2 Veuillez expliquer comment a été sélectionné le portefeuille présenté à l'annexe E parmi toutes les combinaisons possibles de mesures.
- 10.3 Veuillez indiquer s'il existe d'autres portefeuilles pouvant produire un PTÉ (excluant les groupes électrogènes) similaire à moindre coût.
- 10.4 Veuillez confirmer que les coûts unitaires moyens incluent le coût complet de l'installation indépendamment de qui défraie ces coûts.
- 10.5 Veuillez indiquer la quantité d'électricité qui serait produite et la quantité de carburant consommée par les groupes électrogènes s'ils étaient retenus.