

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

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DU DISTRIBUTEUR**

PRÉVISION DE LA DEMANDE

1. **Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 10;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), p. 50;
 - (iii) [Commerce International de marchandises de Québec, Institut de la Statistique du Québec, p. 1, les exportations internationales du Québec, septembre 2019;](#)
 - (iv) [Le mensuel économique, Banque National du Canada, p. 2, Monde, janvier 2020;](#)
 - (v) [L'économie du Québec encore plus forte que prévu, La Presse, janvier 2020.](#)

Préambule :

(i) « La croissance économique du Québec devrait donc ralentir d'ici la fin de l'année, en raison notamment de la pénurie de travailleurs et des difficultés du commerce extérieur. Somme toute, le Distributeur prévoit une croissance de 2,3 % du PIB réel en 2019.

[...]

Globalement, la croissance économique à long terme sera moins soutenue. La croissance annuelle moyenne du PIB au Québec, qui était de 1,9 % au cours des années 2000, est passée à 1,8 % pour la décennie suivante et devrait diminuer à 1,4 % au cours de la période 2020-2029. » [nous soulignons]

(ii)

COMPARAISON DES PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES AU QUÉBEC

| (prévisionnistes) | (date de prévision) | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|--|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| PIB du Québec¹, croissance annuelle en % | | | | | | | | | | | | |
| Hydro-Québec Distribution | (juillet 2019) | 2,3 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,5 | 1,4 | 1,4 | 1,3 | 1,3 | 1,2 | 1,2 |
| Moyenne du consensus | (août 2019) | 1,8 | 1,5 | | | | | | | | | |
| Conference Board of Canada ² | (juillet 2019) | 2,4 | 1,3 | | | | | | | | | |
| IHS Global Insight | (juillet 2019) | 1,3 | 1,5 | 1,6 | 1,7 | 2,0 | | | | | | |
| Mouvement Desjardins | (août 2019) | 2,2 | 1,6 | 1,1 | 0,7 | 1,5 | | | | | | |
| Banque de Montréal | (août 2019) | 1,6 | 1,5 | | | | | | | | | |
| Banque TD | (juin 2019) | 1,7 | 1,7 | | | | | | | | | |
| Banque Royale du Canada | (juin 2020) | 2,0 | 1,6 | | | | | | | | | |
| Banque Nationale du Canada | (juillet 2019) | 1,8 | 1,3 | | | | | | | | | |
| Banque Scotia | (juillet 2019) | 2,1 | 1,8 | | | | | | | | | |
| VM Banque Laurentienne | (février 2019) | 1,5 | 1,4 | | | | | | | | | |
| Banque CIBC | (juillet 2019) | 1,9 | 1,5 | | | | | | | | | |
| Ministère des Finances du Québec | (mars 2019) | 1,8 | 1,5 | 1,3 | 1,3 | 1,3 | | | | | | |

(iii) « Au deuxième trimestre de l'année 2019, les exportations internationales de marchandises du Québec, non désaisonnalisées et en dollars courants, se chiffrent à 23,6 G\$, soit une augmentation de 5,7 % par rapport au trimestre précédent. La valeur cumulative des

exportations du Québec pour les deux premiers trimestres de 2019 dépasse de 2,1 % la valeur cumulative de la période correspondante de 2018. »

(iv) « L'assouplissement des politiques monétaires par les grandes banques centrales l'an dernier, notamment par la Réserve fédérale américaine et la banque centrale européenne, devrait se répercuter sur les économies concernées cette année – on se souviendra que la politique monétaire produit ses effets avec décalage. Les investisseurs semblent aussi optimistes au sujet d'une désescalade du conflit commercial entre les États-Unis et la Chine alors qu'il est question de signature de la « phase un » d'un accord entre les deux superpuissances. Si on peut se fier au passé, un rebond correspondant des volumes du commerce mondial devrait se solder par une meilleure croissance du PIB. » [nous soulignons]

(v) « Décidément, l'économie du Québec continue à se démarquer positivement dans un contexte où la plupart des pays industrialisés enregistrent un ralentissement de la croissance. Ce tempo plus rapide au Québec, qui s'appuie sur un bilan solide de toutes les composantes du PIB, reflète un parcours sans faute au 3^{ème} trimestre », souligne Hélène Bégin, économiste principale chez Desjardins. »

Demande :

1.1 En références (i) et (ii), le Distributeur prévoit une croissance annuelle du PIB réel de 2,3 % en 2019 et de 1,2 % en 2029, soit une baisse de 1,1 %. Selon les références (iii), (iv) et (v), la récente évolution positive du contexte économique québécois et mondial pourrait avoir pour effet de soutenir la croissance économique québécoise à court et à moyen terme. Veuillez élaborer sur l'impact de l'amélioration des perspectives économiques québécoise et internationale sur les prévisions de ventes du Distributeur, et conséquemment, sur ses besoins en énergie et en puissance à l'horizon du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le Plan).

Réponse :

1 **Le Distributeur n'est pas d'accord avec la prémisse voulant que « Selon les**
2 **références (iii), (iv) et (v), la récente évolution positive du contexte économique**
3 **québécois et mondial pourrait avoir pour effet de soutenir la croissance**
4 **économique québécoise à court et à moyen terme. », pour les raisons suivantes :**

- 5 • **La référence (iii) précise que « La valeur cumulative des exportations du**
6 **Québec pour les deux premiers trimestres de 2019 dépasse de 2,1 % la**
7 **valeur cumulative de la période correspondante de 2018. ». Bien que ces**
8 **résultats dénotent une croissance, il s'agit d'un net ralentissement par**
9 **rapport à la croissance annuelle de plus de 8 % enregistrée pour l'année**
10 **2018¹. De surcroît, la plus récente mise à jour de cette publication**
11 **(décembre 2019²) montre que ce ralentissement s'est accentué : « Au**
12 **troisième trimestre de l'année 2019, les exportations internationales de**

¹ Commerce International de marchandises de Québec, Institut de la Statistique du Québec, p.1.
<http://www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/economie/commerce-exterieur/bulletins/comint-vol19-no4.pdf>

² <http://www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/economie/commerce-exterieur/bulletins/comint-vol20-no3.pdf>

1 marchandises du Québec, non désaisonnalisées et en dollars courants,
2 se chiffrent à 23,1 G\$, soit une diminution de 2,2 % par rapport au
3 trimestre précédent. La valeur cumulative des exportations du Québec
4 en 2019 dépasse de 1,2 % la valeur cumulative de l'année précédente. ».
5 Le Distributeur est d'avis qu'il s'agit là d'une détérioration importante de
6 l'apport des exportations internationales de marchandises à la
7 croissance économique du Québec.

- 8 • La référence (iv) fait état d'une amélioration du conflit commercial entre
9 la Chine et les États-Unis ainsi que des effets positifs de
10 l'assouplissement des politiques monétaires par les grandes banques
11 centrales l'an dernier. Bien que ces éléments, pris isolément, soient
12 positifs pour les perspectives économiques mondiales, d'autres
13 nouveaux éléments de risque viennent assombrir le tableau, notamment
14 l'impact du coronavirus en Chine. Ainsi, même en tenant compte des
15 éléments mentionnés en référence (iv), le Fonds monétaire international
16 a récemment diminué sa prévision de croissance économique mondiale
17 pour 2020 et 2021³.
- 18 • La référence (v) fait état de la croissance économique du Québec au
19 3^e trimestre de 2019. Il est vrai que la croissance économique du Québec
20 a été plus forte qu'anticipée pour les 2^e et 3^e trimestres de 2019, mais le
21 même article précise aussi que, selon Mme Bégin : « Un rythme (de
22 croissance) moins rapide est attendu à compter de l'an prochain ». Par
23 ailleurs, bien que le Distributeur n'ait pas prévu une aussi forte
24 croissance du PIB réel au Québec durant les 2^e et 3^e trimestres de 2019,
25 aucun impact significatif n'est anticipé sur la prévision des ventes
26 puisque les ventes présentées pour 2019 incorporaient déjà les ventes
27 réelles des 8 premiers mois de l'année. Dit autrement, la référence (v)
28 informe sur la croissance économique réalisée au 3^e trimestre de 2019
29 (déjà intégrée dans la croissance des ventes réelles du Distributeur),
30 mais ne modifie en rien les perspectives économiques du Québec sur la
31 période de la prévision.

32 **Somme toute, le Distributeur est d'avis que le contexte économique mondial ne**
33 **s'est pas amélioré et que la forte croissance économique québécoise des trois**
34 **premiers trimestres de 2019 ne change pas les perspectives pour 2020 à 2029.**
35 **En effet, les principaux éléments qui expliquent la baisse attendue du PIB à court**
36 **et moyen termes sont toujours les mêmes, soit le ralentissement du commerce**

³ Fonds monétaire international, Perspectives de l'économie mondiale, Timides signes de stabilisation, reprise poussive ?, janvier 2020. <https://www.imf.org/fr/Publications/WEO/Issues/2020/01/20/weo-update-january2020>

1 **extérieur, la pénurie de travailleurs au Québec et, à plus long terme, les**
 2 **changements démographiques causés par le vieillissement de la population.**

- 2. Références :** (i) Pièce [B-0007](#), p. 51;
 (ii) Dossier R-3986-2016, pièce [B-0008](#), p. 23.

Préambule :

- (i) Le Distributeur présente, par secteur de consommation, les variables explicatives retenues dans ses modèles pour les prévisions de la demande sur la période du Plan.
- (ii) Le Distributeur présente, par secteur de consommation, les variables explicatives retenues dans ses modèles pour les prévisions de la demande sur la période 2017-2026.

Demandes :

2.1 Eu égard aux références (i) et (ii), la Régie constate quelques différences entre les variables retenues dans les modèles de prévision du Plan et celles retenues dans le cadre du Plan d’approvisionnement 2017-2026 (le Plan 2017-2026). Le tableau ci-dessous résume ces différences.

| Secteur | Variables manquantes Plan vs Plan 2017-2026 | Nouvelles variables Plan vs Plan 2017-2026 |
|------------------------------------|--|--|
| Résidentiel et agricole | <ul style="list-style-type: none"> • Consommation unitaire des équipements; • Stock de logements; • Prix de l’électricité. | <ul style="list-style-type: none"> • Efficacité énergétique des équipements; • Radiation solaire; • Mises en chantier; • Population de 15 ans et plus. |
| Commercial et institutionnel | <ul style="list-style-type: none"> • Consommation unitaire des équipements; • Population de 15 et plus (variables composites des usages chauffage, climatisation et d’autres usages); • PIB des secteurs de services et de public (variables composites des usages chauffage, climatisation et d’autres usages); • Emploi des secteurs de services et de public (variables composites des usages chauffage, climatisation et d’autres usages). | <ul style="list-style-type: none"> • Variable composite économique (population de 15 ans et plus, PIB secteur des services et PIB secteur manufacturier). |

| | | |
|-------------------------------|---|--|
| Éclairage public | | • Efficacité énergétique de l’éclairage extérieur. |
| PME industriel | <ul style="list-style-type: none"> • Population 15 ans et plus; • Taux de change. | |
| Sidérurgie, fonte et affinage | <ul style="list-style-type: none"> • PIB industries de biens durables. | |

Veuillez expliquer, d’une façon détaillée, le choix de chacune des variables retenues ou non retenues dans les modèles de prévision du Plan, par rapport à celles du Plan 2017-2026, pour chaque secteur de consommation.

Réponse :

1 **Dans une optique d’amélioration continue, le Distributeur révise de façon**
2 **régulière le choix et la présentation des variables explicatives de ses modèles**
3 **de prévision. Ainsi, les variables identifiées dans le tableau accompagnant la**
4 **question peuvent être séparées en deux catégories :**

- 5 • celles dont la composition ou l’appellation ont été modifiées ;
- 6 • celles nouvellement ajoutées ou retirées des modèles.

7 **Le Distributeur présente ces deux catégories respectivement aux tableaux**
8 **R-2.1-A et R-2.1-B.**

9 **Outre ces catégories, la variable Prix de l’électricité au secteur résidentiel et**
10 **agricole aurait dû apparaître au tableau de la référence (i) puisqu’elle continue**
11 **d’être utilisée dans les modèles.**

TABLEAU R-2.1-A :
VARIABLES DONT LA COMPOSITION OU L’APPELLATION ONT ÉTÉ MODIFIÉES

| Secteur | Variables du Plan d’approvisionnement 2017-2026 | Variables équivalentes dans le Plan |
|------------------------------|--|---|
| Résidentiel et agricole | Consommation unitaire des équipements | Efficacité énergétique des équipements Taux de diffusion des équipements |
| | Stock de logements | Mises en chantier Population de 15 ans et plus |
| Commercial et institutionnel | Consommation unitaire des équipements | Efficacité énergétique des équipements Taux de diffusion des équipements |
| | Population de 15 et plus (variables composites des usages chauffage, climatisation et d’autres usages) | Variable composite autres usages et variable composite économique (population de 15 ans et plus, Emploi et PIB secteur des services - incluant service public - et PIB secteur manufacturier) |
| | PIB des secteurs de services et de public (variables composites des usages chauffage, climatisation et d’autres usages) | |
| | Emploi des secteurs de services et de public (variables composites des usages chauffage, climatisation et d’autres usages) | |

TABLEAU R-2.1-B :
VARIABLES NOUVELLEMENT AJOUTÉES OU RETIRÉES DES MODÈLES

| Secteur | Variables | Raison |
|-------------------------------|---|---|
| Résidentiel et agricole | Radiation solaire | Variable ajoutée pour capter l'effet de la couverture nuageuse sur la consommation de chauffage |
| Éclairage public | Efficacité énergétique de l'éclairage extérieur | Variable ajoutée pour capter l'émergence des lampes DEL moins énergivores que leur équivalent à la vapeur de sodium |
| PME industriel | Population 15 ans et plus Taux de change | Variables retirées, car captées implicitement dans les variables de l'emploi et le PIB manufacturier |
| Sidérurgie, fonte et affinage | PIB industries de biens durables | Variable retirée, car elle ne reflète plus la tendance statistique des ventes du secteur Sidérurgie, fonte et affinage et n'apporte aucun gain de performance |

2.2 Veuillez indiquer l'impact de ces changements sur la qualité de prédiction des modèles de prévision et sur leur performance comparativement au Plan 2017-2026.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.1.**

2.3 La Régie constate que le Distributeur a regroupé les variables explicatives des secteurs commercial et institutionnel en un seul secteur, contrairement à ce qu'il a présenté dans le Plan 2017-2026. Veuillez justifier ce choix et élaborer sur son impact sur la qualité de prédiction des modèles de prévision.

Réponse :

2 **Le Distributeur utilise dorénavant un modèle combiné pour les secteurs**
3 **commercial et institutionnel. Ce choix s'appuie sur une amélioration**
4 **significative de la qualité d'ajustement du modèle sur les données historiques,**
5 **ce qui devrait se traduire par une amélioration de la prévision.**

6 **De plus, la combinaison des deux secteurs est justifiée par l'absence d'une**
7 **distinction entre le secteur commercial et le secteur institutionnel en ce qui a**
8 **trait aux variables de taux de diffusion et d'efficacité des équipements.**

2.4 À la référence (i), le Distributeur n'a pas retenu la variable explicative « taux de change » dans les secteurs PME industriel, pâtes et papiers, mines, divers manufacturiers et sidérurgie, fonte et affinage, alors qu'il l'a retenue dans le secteur pétrole et chimie. Veuillez justifier cette différence, dans le contexte où la variation du taux change a un effet direct sur le produit intérieur brut (PIB) de ces secteurs.

Réponse :

9 **L'évolution des PIB sectoriels incorpore implicitement l'impact du taux de**
10 **change. Cependant, l'inclusion de la variable « taux de change » dans les**
11 **modèles permet, dans certains cas, de capter la sensibilité d'un secteur donné**

1 au taux de change qui n'aurait pas été captée par la variable de PIB, ce qui
2 explique son utilisation. Ultimement, l'inclusion de la variable « taux de
3 change » dans les modèles de prévision repose sur le fait qu'elle constitue une
4 variable explicative significative et qu'elle améliore leur performance.

3. **Référence :** Pièce [B-0007](#), p. 43.

Préambule :

« 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. » [nous soulignons]

Demande :

3.1 Veuillez indiquer les hypothèses que le Distributeur a retenues et lui ayant permis de conclure à la nécessité d'exclure les ventes du développement de marchés des modèles de prévision.

Réponse :

5 **Le Distributeur intégrait antérieurement les ventes associées au**
6 **développement de marchés dans ses modèles de prévision. Il a cependant**
7 **constaté une baisse de la performance de ses modèles, car ceux-ci ne**
8 **pouvaient pas expliquer de façon adéquate la croissance importante observée**
9 **pour le développement de marchés au cours des dernières années. C'est sur la**
10 **base de ce constat que le Distributeur a pris la décision d'extraire les ventes**
11 **associées au développement de marchés des modèles de prévision afin de les**
12 **traiter séparément.**

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 :

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

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

- 5. Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 6;
(ii) Pièce [B-0007](#), p. 13;
(iii) Dossier R-4060-2018, pièce [B-0009](#), p. 11, Tableau 6;
(iv) Dossier R-4060-2018, pièce [B-0022](#), p. 11.

Préambule :

(i) «



(ii) « **Véhicules électriques** : Pour l’année 2019, le Distributeur anticipe des ventes d’électricité de 0,2 TWh en lien avec les véhicules électriques. Ces ventes devraient atteindre 2 TWh en 2029, soit une augmentation de 1,8 TWh à l’horizon du Plan. Les véhicules électriques auront un effet important sur les ventes d’électricité aux secteurs résidentiel et commercial. Le nombre de véhicules électriques en circulation en 2029 est évalué à 635 000, dont environ 80 % seraient entièrement électriques. » [nous soulignons]

(iii)

TABLEAU 6 :
CONSOMMATION EN ÉNERGIE ET IMPACT EN PUISSANCE DES RECHARGES À DOMICILE

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|
| Consommation totale VÉ (MWh) | 25 736 | 75 090 | 150 432 | 219 818 | 334 269 | 445 288 | 679 236 | 861 744 | 1 205 869 | 1 434 635 |
| Consommation totale bornes (MWh) | 486 | 2 625 | 7 071 | 14 386 | 25 086 | 35 409 | 49 395 | 61 616 | 76 923 | 89 744 |
| Consommation hors bornes (MWh) | 25 251 | 72 465 | 143 361 | 205 433 | 309 183 | 409 879 | 629 841 | 800 128 | 1 128 946 | 1 344 891 |
| Part de la consommation à domicile attribuable au Projet | 24% | 30% | 35% | 40% | 45% | 49% | 53% | 56% | 58% | 60% |
| Consommation à domicile (MWh) | 6 074 | 21 433 | 50 171 | 82 446 | 138 759 | 201 409 | 332 807 | 447 558 | 659 144 | 809 611 |
| Contribution en puissance (MW) | 1,0 | 3,5 | 8,4 | 14,0 | 23,8 | 34,7 | 57,0 | 76,5 | 111,8 | 137,1 |

La Régie déduit des données à la référence (iii), que le Distributeur prévoyait pour l’année 2019 une consommation en énergie des véhicules électriques de 24 508 MWh (ou 0,024 TWh) soit la somme de la consommation totale aux bornes (2 625 MWh) et de la consommation à domicile (21 433 MWh).

(iv) « D'emblée, le Distributeur souhaite préciser que la valeur de 80 % représente la part des ventes de VÉ en 2026 constituée de VEÉ ou de nouveaux VHR capables de se recharger sur une BRCC, et non la part de l'ensemble des VÉ présents au Québec en 2026. Cette dernière est plutôt que 70 %. ».

Demandes :

5.1 Veuillez concilier les affirmations relatives à la croissance des ventes d'électricité dues aux véhicules électriques sur l'horizon du Plan aux références (i) et (ii).

Réponse :

1 **La croissance des ventes de 2,3 TWh présentée à la référence (i) concerne, en**
2 **plus des véhicules électriques, l'ensemble des activités liées à l'électrification**
3 **des transports. De cette croissance totale, les véhicules électriques comptent**
4 **pour 1,8 TWh. Le reste de la croissance est attribuable aux ventes associées**
5 **aux autobus électriques et au REM.**

5.2 Pour l'année 2019, veuillez concilier l'affirmation du Distributeur relative à ses prévisions de ventes d'électricité de 0,2 TWh en lien avec les véhicules électriques, en référence (i), avec ses prévisions en référence (iii), correspondant à 0,024 TWh.

Réponse :

6 **Le Distributeur souligne que la valeur de 0,024 TWh ne correspond pas à la**
7 **consommation de l'ensemble des véhicules électriques, contrairement à ce qui**
8 **est énoncé au préambule (iii). Elle correspond plutôt à la consommation aux**
9 **bornes de recharge rapide (BRCC) et à l'effet induit du projet pour les véhicules**
10 **tout électriques additionnels à la consommation de 2017. Ainsi, ces ventes**
11 **excluent la consommation des véhicules tout électriques et hybrides**
12 **rechargeables existant en 2017, la consommation des véhicules hybrides**
13 **rechargeables additionnels et la consommation des véhicules tout électriques**
14 **additionnels non attribuable au projet d'établissement d'un service public de**
15 **recharge rapide. À hypothèses égales, les ventes d'électricité pour tous les**
16 **véhicules seraient de 0,2 TWh.**

5.2.1 Le cas échéant, veuillez préciser si, et dans quelles mesures, le Distributeur a révisé ses hypothèses relatives à la consommation en énergie et à l'impact en puissance des véhicules électriques depuis la présentation de la preuve au dossier R-4060-2018.

Réponse :

17 **Voir la réponse à la question 5.2.**

5.3 Considérant l’affirmation du Distributeur à la référence (iv), veuillez préciser si la part de 80 % de véhicules entièrement électriques en 2029 à la référence (ii) renvoie aux ventes de véhicules électriques de 2029 ou à l’ensemble des véhicules électriques présents au Québec en 2029.

Réponse :

1 **La part de 80 % de véhicules entièrement électriques en 2029 renvoie à**
 2 **l’ensemble des véhicules électriques présents au Québec en 2029.**

- 6. Références :** (i) Dossier R-4060-2018, pièce [B-0009](#), p. 11, Tableau 6;
 (ii) Pièce [B-0007](#), p. 15;
 (iii) Dossier R-4060-2018, pièce [B-0004](#), p. 11.

Préambule :

(i)

TABLEAU 6 :
CONSOMMATION EN ÉNERGIE ET IMPACT EN PUISSANCE DES RECHARGES À DOMICILE

| | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 |
|--|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|-----------|-----------|
| Consommation totale VÉ (MWh) | 25 736 | 75 090 | 150 432 | 219 818 | 334 269 | 445 288 | 679 236 | 861 744 | 1 205 869 | 1 434 635 |
| Consommation totale bornes (MWh) | 486 | 2 625 | 7 071 | 14 386 | 25 086 | 35 409 | 49 395 | 61 616 | 76 923 | 89 744 |
| Consommation hors bornes (MWh) | 25 251 | 72 465 | 143 361 | 205 433 | 309 183 | 409 879 | 629 841 | 800 128 | 1 128 946 | 1 344 891 |
| Part de la consommation à domicile attribuable au Projet | 24% | 30% | 35% | 40% | 45% | 49% | 53% | 56% | 58% | 60% |
| Consommation à domicile (MWh) | 6 074 | 21 433 | 50 171 | 82 446 | 138 759 | 201 409 | 332 807 | 447 558 | 659 144 | 809 611 |
| Contribution en puissance (MW) | 1,0 | 3,5 | 8,4 | 14,0 | 23,8 | 34,7 | 57,0 | 76,5 | 111,8 | 137,1 |

(ii) « Pour la période couverte par le Plan, le Distributeur prévoit une hausse des besoins en puissance d’environ 3 550 MW, et ce, par rapport à la pointe d’hiver de 2018-2019. Annuellement, cela représente une croissance moyenne de 0,9 %. Une grande partie de cette croissance provient des secteurs résidentiel et commercial. [...] Plusieurs facteurs peuvent être invoqués pour expliquer l’accroissement des besoins à la pointe d’hiver. Près de la moitié de la croissance, soit 42 %, provient de la hausse de la demande liée au chauffage de locaux, suivie des efforts de développement de marchés (17 %) et de la hausse du taux de diffusion des véhicules électriques (11 %). » [nous soulignons]

(iii) « Dans sa décision D-2017-022, la Régie demande au Distributeur d’entreprendre des sondages auprès des propriétaires de VÉ afin de documenter l’usage des bornes de recharge et leurs habitudes de consommation. Plus particulièrement, elle demande de documenter l’impact de la recharge sur la pointe coïncidente. Aux fins de cet exercice, le Distributeur utilise l’information recueillie dans le cadre du programme Charge the North, une initiative de la firme FleetCarma financée par Ressources naturelles Canada. Ce programme vise à recueillir les données de recharge et d’utilisation de VÉ afin de documenter leur déploiement sur les

territoires desservis par des distributeurs d'électricité au Canada. Les données recueillies par l'entremise d'un système de diagnostic embarqué, soit un dispositif installé à même la voiture, sont acheminées directement à FleetCarma. La collecte de données se terminera le 31 mars 2019. » [nous soulignons]

À partir de la référence (ii), la Régie comprend que la hausse des besoins en puissance expliquée par la hausse du taux de diffusion des véhicules électriques est d'environ 390 MW (3 550 MW x 11 %).

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)⁴ du**
2 **dossier R-4057-2018 et HQD-1, document 3 (B-0009)⁵ 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-2017-022⁶ 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*.**

6.2 Veuillez commenter l'évolution de la contribution en puissance des véhicules électriques en référence (ii) par rapport aux données présentées par le Distributeur en référence (i).

Réponse :

14 **Voir la réponse à la question 6.1.**

6.3 Veuillez indiquer si les résultats de la collecte de données à la référence (iii) ont été utilisés par le Distributeur dans le cadre du présent dossier, aux fins de documenter

⁴ Section 3.2.

⁵ Section 2.1.

⁶ Paragraphe 735.

l'impact de la recharge de véhicules électriques sur les besoins en puissance du Distributeur. Le cas échéant, veuillez les déposer.

Réponse :

- 1 Voir la réponse à la question 6.1.

DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS

7. **Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 57;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), p. 13;
 - (iii) Pièce [B-0009](#), p. 18;
 - (iv) Site Web Radio-Canada, [Cryptomonnaies : Hydro-Québec constate une demande moins forte que prévu](#), consulté le 22 janvier 2020;
 - (v) Pièce [B-0007](#), p. 13.

Préambule :

(i) **TABLEAU 3.19 :
PRÉVISION DES VENTES ANNUELLES DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS**

| En TWh | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 |
|---------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Développement de marchés | | | | | | | | | | | |
| Centres de données | 0,6 | 0,8 | 1,0 | 1,3 | 1,6 | 2,0 | 2,3 | 2,7 | 2,9 | 3,1 | 3,1 |
| Chaînes de blocs | 1,0 | 1,7 | 4,2 | 5,4 | 5,4 | 5,2 | 4,7 | 2,5 | 1,4 | 1,4 | 1,4 |
| Serres | 0,3 | 0,4 | 0,7 | 1,0 | 1,1 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 | 1,2 |
| Total | 1,9 | 3,0 | 5,9 | 7,6 | 8,1 | 8,4 | 8,2 | 6,4 | 5,5 | 5,7 | 5,7 |

**TABLEAU 3.20 :
PRÉVISION DE LA CONTRIBUTION À LA POINTE D'HIVER DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS**

| En MW | 2018-2019 | 2019-2020 | 2020-2021 | 2021-2022 | 2022-2023 | 2023-2024 | 2024-2025 | 2025-2026 | 2026-2027 | 2027-2028 | 2028-2029 |
|---------------------------------|------------|------------|------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|------------|
| Développement de marchés | | | | | | | | | | | |
| Centres de données | 85 | 106 | 122 | 158 | 205 | 251 | 298 | 344 | 386 | 416 | 427 |
| Chaînes de blocs | 100 | 190 | 395 | 718 | 718 | 718 | 669 | 505 | 182 | 182 | 182 |
| Serres | 77 | 88 | 131 | 184 | 230 | 246 | 253 | 256 | 258 | 258 | 258 |
| Total | 262 | 384 | 649 | 1 060 | 1 153 | 1 214 | 1 220 | 1 105 | 826 | 856 | 867 |

- (ii) « **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 TW 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. » [nous soulignons]

(iii)

TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE

| Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW | 2019- 2020 | 2020- 2021 | 2021- 2022 | 2022- 2023 | 2023- 2024 | 2024- 2025 | 2025- 2026 | 2026- 2027 | 2027- 2028 | 2028- 2029 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| BESOINS À LA POINTE | 38 783 | 39 489 | 40 196 | 40 550 | 40 815 | 41 056 | 41 139 | 41 064 | 41 287 | 41 522 |
| Réserve pour respecter le critère de fiabilité | 3 661 | 3 745 | 3 817 | 3 915 | 3 997 | 4 051 | 4 086 | 4 088 | 4 115 | 4 143 |
| BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE | 42 445 | 43 234 | 44 013 | 44 464 | 44 812 | 45 106 | 45 225 | 45 152 | 45 402 | 45 666 |
| APPROVISIONNEMENTS | | | | | | | | | | |
| Approvisionnements planifiés | | | | | | | | | | |
| Électricité patrimoniale | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 |
| Contrats avec HQP | 1 100 | 1 450 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 1 100 | 1 100 | 500 | 500 |
| Autres contrats de long terme | 1 827 | 1 925 | 1 935 | 1 954 | 1 945 | 1 967 | 1 970 | 1 926 | 1 844 | 1 746 |
| ▪ Éolien ⁽¹⁾ | 1 467 | 1 477 | 1 486 | 1 486 | 1 486 | 1 486 | 1 489 | 1 445 | 1 405 | 1 361 |
| ▪ Biomasse | 257 | 345 | 345 | 345 | 337 | 337 | 337 | 337 | 295 | 241 |
| ▪ Petite hydraulique | 103 | 103 | 103 | 122 | 122 | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 |
| Gestion de la demande en puissance | 1 315 | 1 779 | 2 217 | 2 491 | 2 838 | 2 983 | 3 004 | 2 751 | 2 781 | 2 815 |
| ▪ Électricité interruptible | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 |
| ▪ Interventions en gestion de la demande en puissance | 315 | 779 | 1 217 | 1 411 | 1 658 | 1 683 | 1 584 | 1 331 | 1 361 | 1 395 |
| - Programme GDP Affaires | 280 | 330 | 385 | 420 | 505 | 510 | 515 | 515 | 515 | 515 |
| - Interruption chaînes de blocs | 25 | 375 | 682 | 682 | 682 | 636 | 479 | 173 | 173 | 173 |
| - Tarification dynamique | 9 | 17 | 26 | 34 | 43 | 52 | 60 | 69 | 77 | 86 |
| - Hilo | 2 | 57 | 124 | 275 | 428 | 486 | 529 | 574 | 596 | 621 |
| ▪ Moyens additionnels potentiels | 0 | 0 | 0 | 80 | 180 | 300 | 420 | 420 | 420 | 420 |
| Abaissement de tension | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Puissance additionnelle requise | | | | | | | | | | |
| Contribution des marchés de court terme | 500 | 400 | 650 | 850 | 850 | 950 | 1 100 | 1 100 | 1 100 | 1 100 |
| Approvisionnement de long terme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 350 | 600 | 1 500 | 1 800 |

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

(iv) « L'engouement pour la chaîne de blocs et les cryptomonnaies - comme le bitcoin - semble s'être dissipé puisque Hydro-Québec n'a octroyé que le cinquième du bloc de 300 mégawatts (MW) mis de côté pour cette industrie.

Au terme de l'appel d'offres qui s'est terminé le 31 octobre, auquel les réseaux municipaux n'ont pas participé, la société d'État a retenu 14 des 19 demandes reçues, ce qui représente un volume d'environ 60 MW.
[...]

M. Côté a indiqué que le bloc de 60 MW s'ajoutera au volume de 150 MW déjà consommé par divers projets. Le secteur a un potentiel de consommation d'environ 430 MW, selon la société d'État, ce qui est supérieur aux centres de données. »

(v) « Serres : Depuis la légalisation du cannabis en octobre 2018, plusieurs serres de cannabis ont vu le jour et ont été raccordées au réseau. Le Distributeur croit que cette tendance se perpétuera tout au long de la période couverte par le Plan. Il en va de même pour les serres vivrières qui ont connu un certain essor ces dernières années. En conséquence, le Distributeur anticipe une hausse des ventes en lien avec les activités de serriculture allant de 0,3 TWh en 2019 à 1,2 TWh en 2029. La majorité de cette hausse est attribuable à la culture du cannabis récréatif et pharmaceutique. »

Demandes :

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 :

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

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

7.2 Veuillez confirmer que seuls 60 MW du bloc d'énergie de 300 MW dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs seront octroyés par le Distributeur, tel qu'il apparaît à la référence (iv). Sinon, veuillez préciser.

Réponse :

9 **Le Distributeur confirme que l'appel de propositions n'a permis d'octroyer**
10 **qu'environ 60 MW du bloc de 300 MW dédié à l'usage cryptographique appliqué**
11 **aux chaînes de blocs.**

7.3 La Régie constate que, selon les tarifs et conditions de service actuels approuvés par sa décision [D-2019-129](#), seuls les 60 MW ayant trouvé preneur parmi le bloc d'énergie de 300 MW dédié à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, sont offerts en service non-ferme avec obligation d'effacement pour un maximum de 300 heures à

la demande du Distributeur. Considérant que les conditions d'effacement des clients des réseaux municipaux faisant un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs varient pour chaque client et pour chaque réseau municipal, veuillez présenter une version du tableau 3.2 de la référence (iii) reflétant les résultats de l'appel d'offres cités en référence (iv), ainsi que les conditions d'effacement actuellement en vigueur.

Réponse :

1 **Le tableau R-7.3 présente le bilan de puissance révisé pour tenir compte du**
2 **résultat de l'appel de propositions pour l'attribution du bloc pour un usage**
3 **cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. Ainsi, le bloc de 300 MW qui**
4 **était intégré au bilan du Plan a été réduit à 60 MW.**

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

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

18 **Le Distributeur précise également que, pour le bilan de puissance révisé,**
19 **l'ensemble des approvisionnements pour répondre aux besoins en énergie et**
20 **en puissance ont été ajustés, selon leur disponibilité. Ainsi, ce bilan présente**
21 **un déploiement ajusté pour les rappels d'énergie différée et les moyens**
22 **additionnels potentiels.**

TABLEAU R-7.3 :
BILAN DE PUISSANCE

| Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW | 2019- 2020 | 2020- 2021 | 2021- 2022 | 2022- 2023 | 2023- 2024 | 2024- 2025 | 2025- 2026 | 2026- 2027 | 2027- 2028 | 2028- 2029 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| BESOINS À LA POINTE | 38 777 | 39 381 | 39 939 | 40 292 | 40 561 | 40 805 | 41 008 | 41 028 | 41 252 | 41 487 |
| Réserve pour respecter le critère de fiabilité | 3 662 | 3 730 | 3 817 | 3 918 | 4 001 | 4 058 | 4 088 | 4 099 | 4 126 | 4 154 |
| BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE | 42 439 | 43 112 | 43 756 | 44 211 | 44 562 | 44 863 | 45 095 | 45 127 | 45 378 | 45 641 |
| APPROVISIONNEMENTS | | | | | | | | | | |
| Approvisionnement planifiés | | | | | | | | | | |
| Électricité patrimoniale | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 |
| Contrats avec HQP | 1 100 | 1 300 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 1 100 | 500 | 500 |
| Autres contrats de long terme | 1 827 | 1 925 | 1 935 | 1 954 | 1 945 | 1 967 | 1 970 | 1 926 | 1 844 | 1 746 |
| ▪ Éolien ⁽¹⁾ | 1 467 | 1 477 | 1 486 | 1 486 | 1 486 | 1 486 | 1 489 | 1 445 | 1 405 | 1 361 |
| ▪ Biomasse | 257 | 345 | 345 | 345 | 337 | 337 | 337 | 337 | 295 | 241 |
| ▪ Petite hydraulique | 103 | 103 | 103 | 122 | 122 | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 |
| Gestion de la demande en puissance | 1 309 | 1 465 | 1 596 | 1 970 | 2 317 | 2 510 | 2 538 | 2 592 | 2 622 | 2 656 |
| ▪ Électricité interruptible | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 |
| ▪ Interventions en gestion de la demande en puissance | 309 | 465 | 596 | 790 | 1 037 | 1 090 | 1 118 | 1 172 | 1 202 | 1 236 |
| - Programme GDP Affaires | 280 | 330 | 385 | 420 | 505 | 510 | 515 | 515 | 515 | 515 |
| - Interruption chaînes de blocs | 18 | 61 | 61 | 61 | 61 | 43 | 14 | 14 | 14 | 14 |
| - Tarification dynamique | 9 | 17 | 26 | 34 | 43 | 52 | 60 | 69 | 77 | 86 |
| - Hilo | 2 | 57 | 124 | 275 | 428 | 486 | 529 | 574 | 596 | 621 |
| ▪ Moyens additionnels potentiels | 0 | 0 | 0 | 180 | 280 | 420 | 420 | 420 | 420 | 420 |
| - Bonification électricité interruptible | 0 | 0 | 0 | 100 | 200 | 340 | 340 | 340 | 340 | 340 |
| - Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW | 0 | 0 | 0 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 | 80 |
| Abaissement de tension | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Puissance additionnelle requise | | | | | | | | | | |
| Contribution des marchés de court terme | 500 | 750 | 1 050 | 1 100 | 1 100 | 1 100 | 1 100 | 1 100 | 1 100 | 1 100 |
| Approvisionnement de long terme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100 | 300 | 700 | 1 600 | 1 950 |

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

7.3.1 Veuillez expliquer l'impact sur le bilan en puissance de l'effacement des 210 MW attribués aux clients existants des réseaux municipaux dans l'hypothèse du maintien du statu quo à leur égard quant aux conditions d'effacement.

Réponse :

1 **Comme précisé en réponse à la question 7.3, dans l'hypothèse où le**
 2 **Distributeur n'a pas le contrôle des périodes d'effacement des clients des**
 3 **réseaux municipaux, l'interruption n'est pas intégrée au bilan de puissance. Par**
 4 **rapport au bilan de puissance présenté dans le Plan, cela impliquerait le retrait**
 5 **de plus de 200 MW de moyens de gestion de la demande de puissance, et ce,**
 6 **de l'hiver 2021-2022 à l'hiver 2025-2026.**

7.4 Veuillez ventiler les ventes actuelles du secteur serricole, entre les serres vivrières et celles liées à la culture du cannabis récréatif et pharmaceutique, tel qu'énoncé en référence (v). Veuillez préciser cette ventilation en 2024, selon les prévisions du Plan.

Réponse :

- 1 **Le tableau R-7.4 présente la ventilation des ventes réelles du secteur serricole**
2 **pour les années 2017 à 2019, ainsi que les ventes prévisionnelles pour l'année**
3 **2024.**

**TABLEAU R-7.4 :
VENTES DU SECTEUR SERRICOLE**

| En TWh | 2017 | 2018 | 2019 | 2024 |
|---|------------|------------|------------|------------|
| <i>Serres vivrières</i> | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,3 |
| <i>Serres de cannabis (récréatif et pharmaceutique)</i> | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 0,9 |
| Total | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 1,2 |

TRANSITION DU CHAUFFAGE VERS LE TOUT-ÉLECTRIQUE

- 8. Références :**
- (i) Ville de Montréal – Portail officiel, [Objectif Carboneutralité | La Ville de Montréal annonce une première étape pour atteindre la carboneutralité du parc immobilier montréalais](#), 6 mai 2019;
 - (ii) Le Devoir, 7 mai 2019, [Montréal veut interdire le chauffage au mazout](#);
 - (iii) Pièce [B-0007](#), p. 25;
 - (iv) Pièce [B-0007](#), p. 58;
 - (v) Pièce [B-0007](#), p. 32;
 - (vi) Pièce [B-0007](#), p. 27;
 - (vii) Dossier R-9001-2018, pièce [B-0063](#), p. 5;
 - (viii) Pièce [B-0007](#), p. 57;
 - (ix) Pièce [B-0007](#), p. 32;
 - (x) Pièce [B-0007](#), p. 26.

Préambule :

(i) « La Ville élabore, avec ses partenaires du C40 et des fondations, une stratégie qui lui permettra de rendre le parc immobilier de la collectivité montréalaise plus sobre en carbone et plus performant en matière de consommation énergétique en abandonnant progressivement le mazout au profit de sources d'énergies renouvelables.

[...]

L'interdiction et le retrait obligatoire du mazout, qui se fera graduellement à partir de 2025 jusqu'en 2030 dans les secteurs industriel, institutionnel et commercial, se conclura par le

secteur résidentiel. Afin d’être équitables, ces mesures seront adaptées, entre autres, pour les ménages à faibles revenus. »

(ii) « Pour commencer, la Ville remplacera les systèmes de chauffage de ses propres édifices. Cette opération, qui touchera 18 immeubles et coûtera 4 millions de dollars, devrait être complétée en 2021.

Les commerces, industries et institutions auront de leur côté jusqu’en 2025 pour convertir leurs systèmes à des sources d’énergie plus propres, comme l’hydroélectricité. Les propriétaires résidentiels devront s’y mettre à leur tour d’ici 2030.

L’administration déposera dès 2020 un projet de règlement pour interdire les systèmes de chauffage au mazout dans les nouvelles constructions du territoire de l’agglomération. » [nous soulignons]

(iii) « - le taux de diffusion du chauffage électrique, toujours à la hausse. En effet, les programmes comme Chauffez-vert de TEQ et les mesures législatives visant l’abolition du mazout accélèrent la transition du marché vers le tout électrique. Les effets collatéraux se traduisent également par un effritement accéléré de la clientèle à la biénergie résidentielle ; » [nous soulignons]

(iv)

TABLEAU 3.24 :
EFFACEMENT DE LA BIÉNERGIE RÉSIDENIELLE

| En MW | 2018- 2019 | 2019- 2020 | 2020- 2021 | 2021- 2022 | 2022- 2023 | 2023- 2024 | 2024- 2025 | 2025- 2026 | 2026- 2027 | 2027- 2028 | 2028- 2029 |
|------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Effacement biénergie résidentielle | 530 | 510 | 490 | 470 | 460 | 440 | 420 | 400 | 390 | 370 | 350 |

(v) « 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). »

(vi) « Sur la base des informations disponibles, les programmes de conversion à l’électricité et d’efficacité énergétique du gouvernement à l’intention des clients commerciaux et institutionnels sont pris en compte lors de la préparation de la prévision. »

(vii) La Régie note qu’entre 2013 et 2018, le nombre de clients au tarif DT est passé de 125 460 à 106 708, soit une réduction de 3 752 clients par année en moyenne. À un peu plus de 5 kW par client, cela correspond à une réduction totale de l’effacement à la pointe d’environ 19 MW par année au cours de 5 dernières années.

La Régie constate, au tableau du préambule (iv), que le Distributeur prévoit une réduction de 180 MW de l’effacement au tarif biénergie résidentiel, soit en moyenne de 18 MW par année d’ici 2028-2029.

(viii)

TABLEAU 3.21 :
HISTORIQUE DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES

| En MW | 2008-2009 | 2009-2010 | 2010-2011 | 2011-2012 | 2012-2013 | 2013-2014 | 2014-2015 | 2015-2016 | 2016-2017 | 2017-2018 | |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------------------------|
| Usages | | | | | | | | | | | |
| Chauffage des locaux Résidentiel | 12 766 | 13 027 | 13 235 | 13 432 | 13 568 | 13 756 | 13 716 | 13 648 | 13 715 | 13 803 | 8,1 % sur 9 ans = 0,87 %/an (*) |
| Chauffage des locaux Commercial | 3 039 | 3 128 | 3 192 | 3 276 | 3 346 | 3 402 | 3 446 | 3 490 | 3 516 | 3 550 | 16,8 % sur 9 ans = 1,74 %/an |
| Eau chaude Résidentiel | 1 740 | 1 766 | 1 804 | 1 835 | 1 862 | 1 883 | 1 893 | 1 905 | 1 912 | 1 928 | |
| Industriel | 8 590 | 8 584 | 8 862 | 8 538 | 8 707 | 8 405 | 8 377 | 8 212 | 8 302 | 8 265 | |
| Centres de données | n.d. | 41 | 55 | 67 | |
| Blockchain | n.d. | 6 | 7 | 31 | |
| Serres | n.d. | 32 | 47 | 63 | |
| Véhicules électriques | n.d. | 7 | 11 | 19 | |
| Photovoltaïque | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Autres usages | 9 554 | 9 544 | 9 736 | 9 959 | 9 914 | 10 074 | 10 255 | 10 370 | 10 199 | 10 219 | |
| Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i> | 35 690 | 36 050 | 36 830 | 37 040 | 37 397 | 37 519 | 37 687 | 37 711 | 37 764 | 37 945 | |

Notes:
- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

(*) Calcul fait par la Régie

(ix)

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 | |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|----------------------------------|
| Usages | | | | | | | | | | | | |
| Chauffage des locaux Résidentiel | 13 930 | 14 105 | 14 241 | 14 397 | 14 534 | 14 666 | 14 792 | 14 913 | 15 028 | 15 137 | 15 239 | 9,4 % sur 10 ans = 0,90 %/an (*) |
| Chauffage des locaux Commercial | 3 579 | 3 623 | 3 654 | 3 677 | 3 695 | 3 711 | 3 725 | 3 738 | 3 749 | 3 758 | 3 767 | 5,2 % sur 10 ans = 0,51 %/an |
| Eau chaude Résidentiel | 1 948 | 1 981 | 1 992 | 2 006 | 2 019 | 2 037 | 2 040 | 2 055 | 2 063 | 2 077 | 2 075 | |
| Industriel | 7 991 | 8 262 | 8 389 | 8 384 | 8 369 | 8 354 | 8 324 | 8 230 | 8 195 | 8 178 | 8 150 | |
| Centres de données | 85 | 106 | 122 | 158 | 205 | 251 | 298 | 344 | 386 | 416 | 427 | |
| Chaînes de blocs | 100 | 190 | 395 | 718 | 718 | 718 | 669 | 505 | 182 | 182 | 182 | |
| Serres | 77 | 88 | 131 | 184 | 230 | 246 | 253 | 256 | 258 | 258 | 258 | |
| Véhicules électriques | 31 | 49 | 73 | 99 | 130 | 168 | 213 | 267 | 322 | 373 | 431 | |
| Photovoltaïque | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | |
| Autres usages | 10 230 | 10 381 | 10 492 | 10 573 | 10 651 | 10 664 | 10 740 | 10 831 | 10 880 | 10 907 | 10 992 | |
| Besoins réguliers du Distributeur <i>(Besoins visés par le Plan)</i> | 37 972 | 38 783 | 39 489 | 40 196 | 40 550 | 40 815 | 41 056 | 41 139 | 41 064 | 41 287 | 41 522 | |

Notes:
- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

(*) Calcul fait par la Régie

(x) « À plus long terme, le vieillissement de la population devrait favoriser le PIB tertiaire avec une croissance annuelle moyenne de 1,4 % sur la période 2021 à 2029 comparativement au PIB manufacturier, dont la croissance moyenne prévue est de 1,2 %. »

Demandes :

8.1 Veuillez préciser le nombre total d'abonnements au tarif biénergie DT au 31 décembre 2019 ainsi que le nombre de ces abonnements situés à Montréal. Veuillez expliquer comment le Distributeur a pris en compte, dans sa prévision du nombre d'abonnements au tarif DT et de l'effacement de la biénergie résidentielle, présentée en référence (iv),

la stratégie de la ville de Montréal portant sur le chauffage au mazout, présentée aux références (i) et (ii).

Réponse :

1 Le nombre d'abonnements au tarif DT est de 102 336 au 31 décembre 2019. La
2 proportion de ces abonnements situés sur l'île de Montréal est d'environ 22 %, ce qui correspond à 22 800 abonnements.
3

4 Pour la période couverte par le Plan, le Distributeur inclut à sa prévision une
5 perte annuelle moyenne de 3 490 abonnements biénergie, pour un total de près
6 de 35 000 abonnements à l'horizon 2029. Cet effritement du parc prend en
7 considération les objectifs de diminution des GES de la ville de Montréal ainsi
8 que ceux de TEQ pour les clients au tarif DT. Le Distributeur tient aussi à
9 souligner que la ville de Montréal vise à atteindre la carboneutralité de
10 l'ensemble des bâtiments sur son territoire en 2050 et non en 2030. À cet effet,
11 voir le communiqué du 6 mai 2019 de la ville de Montréal, *Objectif*
12 *Carboneutralité | La Ville de Montréal annonce une première étape pour*
13 *atteindre la carboneutralité du parc immobilier montréalais*⁷.

8.2 Veuillez préciser l'élément auquel réfère le Distributeur, lorsqu'il évoque un *effritement accéléré de la clientèle à la biénergie résidentielle*, en référence (iii), et expliquer la raison pour laquelle cette accélération de l'effritement ne semble pas apparente dans les prévisions du Distributeur, à la lumière de l'observation de la référence (vii).

Réponse :

14 L'effritement accéléré de la biénergie résidentielle fait référence à un effritement
15 plus rapide que ce qui avait été prévu pour cette clientèle lors des plans
16 d'approvisionnement précédents. En effet, lors du *Plan d'approvisionnement*
17 *2017-2026*⁸, le Distributeur estimait l'effritement du tarif DT à 80 MW sur une
18 période de 10 ans, passant de 570 MW à l'année 2016-2017 à 490 MW pour
19 l'année 2025-2026.

20 La prévision mise à jour pour le Plan, présentée à la référence (iv), prévoit un
21 effritement à terme de 180 MW, passant de 530 MW à 350 MW, soit plus du
22 double de ce que le Distributeur prévoyait lors du *Plan d'approvisionnement*
23 *2017-2026*.

8.3 Veuillez fournir une estimation du nombre d'abonnements aux tarifs D et DM qui chauffent au mazout, sur l'ensemble du réseau intégré, ainsi que le nombre de ces abonnements situés à Montréal.

⁷ http://ville.montreal.gc.ca/portal/page?_pageid=5798_42657625&_dad=portal&_schema=PORTAL&id=31537

⁸ Dossier R-3986-2016, pièce HQD-1, document 1 (B-0006), tableau 8, page 20.

Réponse :

1 Selon le dernier sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel –*
2 *Édition 2018*, la proportion des clients résidentiels ayant comme principale
3 source de chauffage des locaux le mazout s'élevait à 2,4 %. Si l'on considère
4 que ce type de client est facturé aux tarifs D ou DM et que, pour l'année 2019,
5 le nombre total d'abonnements pour le secteur résidentiel est de 4 032 426, le
6 Distributeur estime à 96 780 le nombre de clients aux tarifs D et DM chauffant
7 au mazout. En utilisant les résultats du sondage spécifiques pour l'île de
8 Montréal, le Distributeur estime que le nombre de clients se chauffant au
9 mazout est d'environ 28 950.

8.3.1 Pour chacun de ces groupes, veuillez estimer l'impact, sur la prévision des besoins en puissance à la pointe, d'une hypothèse de totale conversion au chauffage tout-électrique.

Réponse :

10 En assumant que la demande en puissance du chauffage d'un client résidentiel
11 moyen est de 5 kW, l'impact sur les besoins en puissance à la pointe de
12 96 780 clients qui convertiraient leur système à l'électricité serait d'environ
13 500 MW, dont 140 MW à Montréal.

14 Par ailleurs, le Distributeur prévoit qu'à l'hiver 2028-2029, près de 70 000 clients
15 se chauffant au mazout auront converti leur système à l'électricité. Cette
16 prévision prend en considération l'impact des objectifs cités aux références (i) à
17 (iii).

8.4 Pour les clients aux tarifs D et DM chauffant au mazout, veuillez expliquer la manière dont le Distributeur a pris en compte dans sa prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver pour l'usage *Chauffage des locaux résidentiels* sur l'ensemble de l'horizon du plan d'approvisionnement, la stratégie de la ville de Montréal portant sur le chauffage au mazout, énoncée aux références (i) et (ii), ainsi que l'impact des mesures et programmes visant la transition du marché vers le tout électrique, énoncé en référence (iii).

Réponse :

18 Voir la réponse à la question 8.3.

8.4.1 Veuillez préciser et quantifier la manière dont l'effritement accéléré de la clientèle biénergie résidentielle devrait également se refléter auprès de cette clientèle.

Réponse :

19 Voir la réponse à la question 8.2 et le tableau à la référence (iv).

- 8.5 Veuillez expliquer et quantifier la manière dont la stratégie de la ville de Montréal portant sur le chauffage au mazout à l'égard de ses propres édifices ainsi que des commerces, industries et institutions sur son territoire, a été prise en compte dans la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver du Distributeur, pour l'usage *Chauffage des locaux Commercial*, qui est en hausse de 188 MW, soit environ 5 % sur la période de 10 ans du Plan, tel que présenté en référence (v).

Réponse :

1 **Sur la base du sondage *Utilisation de l'électricité par la clientèle commerciale***
2 ***et institutionnelle – Édition 2015*, environ 9 % de cette clientèle utilise le mazout**
3 **comme source principale de chauffage. Dans le cadre de la prévision du Plan,**
4 **le Distributeur anticipe une augmentation du taux de diffusion du chauffage**
5 **électrique de 6 points de pourcentage entre 2015 et 2029. Cela se traduit par**
6 **une augmentation de 422 GWh sur la période couverte par le Plan.**

7 **De plus, le Distributeur tient à souligner que les clients commerciaux qui**
8 **désireraient convertir leur système de chauffage au mazout pourraient favoriser**
9 **un système au gaz naturel au détriment des systèmes électriques en raison de**
10 **la position concurrentielle avantageuse du gaz naturel.**

11 **Par ailleurs, la croissance de l'usage *Chauffage des locaux Commercial* comme**
12 **présenté à la référence (ix) prend également en compte l'impact des**
13 **changements climatiques et de l'efficacité énergétique. Cela a pour effet de**
14 **compenser l'augmentation du taux de diffusion.**

- 8.6 Veuillez expliquer la manière dont une réduction significative des livraisons de mazout pourrait affecter l'industrie et les approvisionnements en mazout des clients, risquant ainsi d'accélérer davantage la transition vers le tout-électrique.

Réponse :

15 **La poursuite de l'approvisionnement en mazout des clients ne peut être**
16 **soutenable que si la rentabilité de l'industrie qui s'en charge est assurée. En**
17 **effet, une diminution significative des livraisons de mazout est un élément**
18 **pouvant affecter négativement la rentabilité des opérations des distributeurs de**
19 **mazout et, ultimement, mener à une hausse des coûts du mazout ou à l'abandon**
20 **des régions où la desserte est jugée non rentable, risquant ainsi d'accélérer la**
21 **transition vers le chauffage tout électrique.**

8.6.1 Veuillez préciser si le Distributeur a pris en compte ce scénario dans ses prévisions de transition accélérée vers le tout-électrique. Le cas échéant, veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur considère que le scénario du Plan correspond à une transition**
2 **accélérée de l'usage du mazout aux fins de chauffage vers le tout électrique.**

3 **Voir également les réponses aux questions 8.1, 8.3 et 8.5.**

8.7 Veuillez lister les programmes de conversion à l'électricité et d'efficacité énergétique du gouvernement à l'intention des clients commerciaux et institutionnels qui ont été pris en compte lors de la préparation de la prévision, tel que mentionné en référence (vi).

Réponse :

4 **Dans le cadre de la préparation de sa prévision des ventes, le Distributeur a fait**
5 **une revue des programmes de conversion à l'électricité et d'efficacité**
6 **énergétique développés par les divers paliers de gouvernement ainsi que de**
7 **ses propres programmes. Par exemple, le Distributeur a eu quelques échanges**
8 **avec TEQ afin de mieux cerner l'impact de ses programmes décrits dans le Plan**
9 **directeur soumis à la Régie dans le cadre du dossier R-4043-2018, à la pièce**
10 **B-0005. Plus particulièrement, les mesures *Chauffez vert* aux secteurs**
11 **résidentiel et commercial ont été prises en compte dans la prévision étant**
12 **donné que les paramètres propres à ces mesures étaient définis. Sur la base**
13 **des informations disponibles, le Distributeur prend ensuite position quant aux**
14 **impacts globaux de tous ces programmes à considérer dans sa prévision.**

15 **Voir également la section 3.3 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009) pour les**
16 **orientations des programmes en efficacité énergétique du Distributeur pris en**
17 **compte dans la prévision.**

8.7.1 Veuillez en quantifier l'impact sur l'ensemble de la prévision.

Réponse :

18 **Pour les programmes de conversion à l'électricité, voir la réponse à la**
19 **question 8.5. Pour les programmes en efficacité énergétique, voir la réponse à**
20 **la question 13.2.**

8.7.2 Veuillez indiquer si d'autres programmes de conversion seront développés au cours des prochaines années et commenter.

Réponse :

21 **La prévision prend en compte l'ensemble des programmes de conversion**
22 **connus à ce jour.**

1 **Le Distributeur demeure à l'affût des opportunités de marché et du contexte**
2 **énergétique pour faire évoluer son offre, et ce, dans le respect de ses critères**
3 **de rentabilité à rencontrer.**

4 **Il n'exclut donc pas la possibilité de développer de nouvelles interventions**
5 **dans l'avenir, incluant des initiatives liées à la conversion à l'électricité.**

8.8 Veuillez concilier et expliquer le rythme de croissance annuelle des prévisions de besoins en puissance pour le *chauffage des locaux Commercial* beaucoup plus faible, soit de 0,51 % en moyenne pour les 10 prochaines années, tel que calculé à la référence (ix), par rapport au rythme de croissance annuelle de 1,74 % enregistré au cours des 9 dernières années, tel que calculé à la référence (viii), considérant l'impact des programmes de conversion à l'électricité et d'efficacité énergétique précisé à la réponse précédente ainsi que l'impact du vieillissement de la population favorisant la croissance du PIB tertiaire, mentionné au préambule (x).

Réponse :

6 **Le Distributeur tient à préciser que les rythmes de croissance historique et**
7 **prévue doivent être comparés avec prudence.**

8 **L'analyse historique des données de consommation d'électricité au secteur**
9 **Commercial montre que celles-ci sont de plus en plus sensibles aux conditions**
10 **climatiques sur la période de 2008 à 2017. Cette augmentation se reflète dans**
11 **l'évolution, entre les hivers 2008-2009 à 2017-2018, de l'estimation des besoins**
12 **en puissance pour le chauffage des locaux Commercial, soit l'usage qui est**
13 **sensible aux conditions climatiques. L'augmentation de cette sensibilité peut**
14 **provenir de plusieurs sources, dont l'amélioration de la qualité des données**
15 **mensuelles de consommation par le biais du déploiement des compteurs IMA**
16 **sur la période historique.**

17 **Quant à la croissance prévue, elle s'appuie uniquement sur les déterminants de**
18 **la prévision du chauffage des locaux au secteur Commercial, tels que**
19 **l'accroissement des abonnements, le réchauffement climatique, l'augmentation**
20 **du taux de diffusion des équipements et l'efficacité énergétique.**

PROGRAMME HILO- CHOIX DE L'AGRÉGATEUR

9. **Références :** (i) Pièce [B-0005](#), p. 12;
 (ii) Pièce [B-0009](#), p. 21;
 (iii) Pièce [B-0017](#), p. 6.

Préambule :

(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.

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.

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 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. » [nous soulignons]

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 :

1 **La compréhension de la Régie est exacte.**

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 :

2 **Le Distributeur rappelle que l'obligation de procéder à un appel d'offres**
3 **conformément à la procédure prévue à l'article 74.1 de la LRÉ s'applique pour**
4 **les contrats d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les**
5 **besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Or, tel**
6 **n'est pas le cas avec Hilo. Le service offert par cette dernière vise au contraire**
7 **une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement**
8 **disponibles chez les clients du Distributeur, permettant ainsi de repousser un**
9 **appel d'offres pour l'acquisition d'approvisionnements de long terme. Il ne peut**
10 **donc s'agir d'un « contrat d'approvisionnement en électricité » au sens de la**
11 **LRÉ.**

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

14 **[173] De plus, aux fins de son interprétation, la Régie juge déterminant le**
15 **fait que le Programme soit, d'une part, un produit de puissance résultant**
16 **de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants et, d'autre**

1 part, qu'il soit extrait des ressources déjà disponibles. Cette dernière
2 caractéristique suffit pour justifier l'exemption du Programme de la
3 procédure d'appel d'offres visant l'acquisition de nouvelles ressources
4 afin de fournir la puissance requise pour combler les besoins des marchés
5 québécois.

9.1.2 Veuillez indiquer si le Distributeur entend conclure des contrats avec d'autres
agrégateurs qu'Hilo pour la gestion des charges interruptibles auprès de la clientèle
résidentielle. Veuillez élaborer.

Réponse :

6 Le Distributeur a choisi de mandater l'agrégateur Hilo pour le déploiement
7 massif de moyens de gestion de la demande de puissance pour la clientèle
8 résidentielle. Le Distributeur n'a pour l'instant conclu un tel contrat avec aucun
9 autre agrégateur qu'Hilo. Il n'exclut toutefois pas la possibilité de faire affaire
10 avec d'éventuels autres agrégateurs pour l'acquisition de moyens de gestion
11 de puissance provenant de la clientèle résidentielle.

PROGRAMME HILO, TARIFICATION DYNAMIQUE ET OÉI

10. Références :
- (i) Pièce [B-0009](#), p. 18;
 - (ii) Suivi D-2017-140, [État d'avancement 2018](#), p. 13;
 - (iii) Pièce [B-0017](#), p. 10;
 - (iv) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0062](#), p. 90;
 - (v) Décision [D-2019-157](#), p. 6 et 7;
 - (vi) Pièce [B-0017](#), p. 7 et 8;
 - (vii) Suivi [D-2014-037](#), Séance de travail Phase 1 – Tarifs domestiques tenue le 30 avril 2015, p. 4;
 - (viii) Site Web [Hilo énergie](#), Testeurs Hilo, consulté le 10 janvier 2020;
 - (ix) Pièce [B-0009](#), p. 21;
 - (x) Pièce [B-0017](#), p. 6;
 - (xi) Site Web Hydro-Québec, [Espace client – tarifs – tarification-dynamique](#), consulté le 13 janvier 2020;
 - (xii) Pièce [B-0017](#), p. 9;
 - (xiii) Site Web [Hilo énergie](#), Notre service – défis Hilo, consulté le 15 janvier 2020;
 - (xiv) Pièce [B-0009](#), p. 21;
 - (xv) Dossier R-9001-2018, pièce [B-0012](#), p. 4.

Préambule :

(i)

**TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE**

| Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW | 2019- 2020 | 2020- 2021 | 2021- 2022 | 2022- 2023 | 2023- 2024 | 2024- 2025 | 2025- 2026 | 2026- 2027 | 2027- 2028 | 2028- 2029 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| BESOINS À LA POINTE | 38 783 | 39 489 | 40 196 | 40 550 | 40 815 | 41 056 | 41 139 | 41 064 | 41 287 | 41 522 |
| Réserve pour respecter le critère de fiabilité | 3 661 | 3 745 | 3 817 | 3 915 | 3 997 | 4 051 | 4 086 | 4 088 | 4 115 | 4 143 |
| BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE | 42 445 | 43 234 | 44 013 | 44 464 | 44 812 | 45 106 | 45 225 | 45 152 | 45 402 | 45 666 |
| APPROVISIONNEMENTS | | | | | | | | | | |
| Approvisionnements planifiés | | | | | | | | | | |
| Électricité patrimoniale | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 |
| Contrats avec HQP | 1 100 | 1 450 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 1 500 | 1 100 | 1 100 | 500 | 500 |
| Autres contrats de long terme | 1 827 | 1 925 | 1 935 | 1 954 | 1 945 | 1 967 | 1 970 | 1 926 | 1 844 | 1 746 |
| • Éolien ⁽¹⁾ | 1 467 | 1 477 | 1 486 | 1 486 | 1 486 | 1 486 | 1 489 | 1 445 | 1 405 | 1 361 |
| • Biomasse | 257 | 345 | 345 | 345 | 337 | 337 | 337 | 337 | 295 | 241 |
| • Petite hydraulique | 103 | 103 | 103 | 122 | 122 | 144 | 144 | 144 | 144 | 144 |
| Gestion de la demande en puissance | 1 315 | 1 779 | 2 217 | 2 491 | 2 838 | 2 983 | 3 004 | 2 751 | 2 781 | 2 815 |
| • Électricité interruptible | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 |
| • Interventions en gestion de la demande en puissance | 315 | 779 | 1 217 | 1 411 | 1 658 | 1 683 | 1 584 | 1 331 | 1 361 | 1 395 |
| - Programme GDP Affaires | 280 | 330 | 385 | 420 | 505 | 510 | 515 | 515 | 515 | 515 |
| - Interruption chaînes de blocs | 25 | 375 | 682 | 682 | 682 | 636 | 479 | 173 | 173 | 173 |
| - Tarification dynamique | 9 | 17 | 26 | 34 | 43 | 52 | 60 | 69 | 77 | 86 |
| - Hilo | 2 | 57 | 124 | 275 | 428 | 486 | 529 | 574 | 596 | 621 |
| • Moyens additionnels potentiels | 0 | 0 | 0 | 80 | 180 | 300 | 420 | 420 | 420 | 420 |
| Abaissement de tension | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 | 250 |
| Puissance additionnelle requise | | | | | | | | | | |
| Contribution des marchés de court terme | 500 | 400 | 650 | 850 | 850 | 950 | 1 100 | 1 100 | 1 100 | 1 100 |
| Approvisionnement de long terme | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 350 | 600 | 1 500 | 1 800 |

Note (1) : Contribution équivalente à 40% de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

Sans Hilo et Moyens additionnels potentiels

| | | | | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-----|-------|-------|-------|-------|
| Contribution des marchés de court terme | | 502 | 457 | 774 | 1 100 | 1 100 | 1 100 | 1 100 |
| 1 100 | 1 100 | 1 100 | | | | | | |
| Approvisionnement de long terme | | 0 | 0 | 0 | 105 | 358 | 636 | 1 |
| 299 | 1 594 | 2 516 | 2 841 | | | | | |

La Régie, à titre illustratif, présente ci-haut la *Puissance additionnelle requise* sans la contribution des deux dernières initiatives proposées en gestion de la demande en puissance, soit sans Hilo et sans les moyens additionnels potentiels.

(ii) État d'avancement 2018 :

**TABLEAU 7 :
BILAN EN PUISSANCE**

| En MW | 2018- 2019 | 2019- 2020 | 2020- 2021 | 2021- 2022 | 2022- 2023 | 2023- 2024 | 2024- 2025 | 2025- 2026 |
|---|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Besoins à la pointe | 38 387 | 38 660 | 39 027 | 39 364 | 39 643 | 39 892 | 40 103 | 40 286 |
| Réserve pour respecter le critère de fiabilité | 3 650 | 3 831 | 3 863 | 3 989 | 4 022 | 4 049 | 4 074 | 4 094 |
| Besoins à la pointe - incluant la réserve | 42 038 | 42 491 | 42 890 | 43 352 | 43 665 | 43 941 | 44 176 | 44 380 |
| Électricité patrimoniale | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 | 37 442 |
| Approvisionnements additionnels requis | 4 596 | 5 049 | 5 448 | 5 910 | 6 223 | 6 499 | 6 734 | 6 938 |
| HQP | 1 100 | 1 300 | 1 500 | 1 100 |
| • Base et cyclable | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 | 600 |
| • Puissance rappelée | 0 | 200 | 400 | 400 | 400 | 400 | 400 | 0 |
| • Appel d'offres de long terme (A/O 2015-01) | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 | 500 |
| Autres contrats de long terme | 1 827 | 1 875 | 1 966 | 1 976 | 1 976 | 1 968 | 1 968 | 1 968 |
| • Éolien (4 000 MW) ⁽¹⁾ | 1 467 | 1 477 | 1 477 | 1 486 | 1 486 | 1 486 | 1 486 | 1 486 |
| • Biomasse et petite hydraulique | 360 | 398 | 489 | 489 | 489 | 481 | 481 | 481 |
| Gestion de la demande en puissance | 1 292 | 1 390 | 1 420 | 1 470 | 1 500 | 1 510 | 1 530 | 1 540 |
| • Électricité interruptible | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 | 1 000 |
| • Interventions en gestion de la demande en puissance | 292 | 390 | 420 | 470 | 500 | 510 | 530 | 540 |
| Abaissement de tension | 250 |
| Puissance additionnelle requise | 150 | 250 | 300 | 700 | 1 000 | 1 250 | 1 500 | 2 100 |

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.

(iii)

| | | |
|---|---------|--|
| Projet de démonstration de charges de chauffage à plinthes interruptibles | Terminé | Comme mentionné dans l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026 ⁴ , l'analyse des résultats a démontré une réduction moyenne de 2 kW pendant les périodes de pointe lorsque tous les thermostats étaient contrôlés et une réduction moyenne de 1 kW lorsque quatre thermostats seulement étaient contrôlés. |
| Déploiement d'outils technologiques | Terminé | Le Distributeur a testé le contrôle des plinthes électriques par des thermostats communicants auprès de 75 clients à l'hiver 2018-2019. Les résultats ont permis de confirmer la réduction moyenne de 2 kW pendant les périodes de pointe. La solution technologique s'est avérée fonctionnelle. |

(iv) « Le gain en puissance (5,3 MW) correspond à un gain moyen annuel de 1,5 kW/résidence. Il est basé sur les résultats obtenus à la suite du projet de démonstration Charges de chauffage à plinthes interruptibles qui a pris fin en 2018. En effet, suite aux mesurages complétés en 2018 et l'analyse des données, le Distributeur a pu établir le gain moyen en puissance entre 1 et 2 kW/résidence en fonction du nombre de thermostats contrôlés chez les participants au projet. » [nous soulignons]

(v) « [13] La Régie note, au tableau 3.2 de la pièce B-0009, la contribution significative de la filiale Hilo (Hilo) au bilan de puissance du Distributeur, passant de 2 MW en 2019-2020 à 621 MW en 2028-2029. La Régie demande au Distributeur de déposer, au plus tard le 13 décembre 2019 à 12 h, un complément de preuve à l'égard des produits et services offerts à compter de 2020 par cette filiale dont, entre autres, des outils technologiques qui permettront

aux clients de gérer leur consommation de certaines charges. La Régie demande, notamment, les informations suivantes :

[...]

- ventilation annuelle du nombre de participants, selon les hypothèses utilisées, entre la clientèle résidentielle, commerciale, industrielle et institutionnelle, précisant le type de charge (chauffage de l'espace, chauffage de l'eau, et autres charges pouvant faire l'objet d'un effacement);
- Description des hypothèses d'effacement, par participant et par type de charge [section 2.4] ;
- Description de la forme et du montant de rétribution prévu pour les participants [section 2.5] ; » [nous soulignons]

(vi) « Les choix technologiques et le rythme de déploiement de celles-ci sont du ressort de Hilo, les réductions de puissance pouvant provenir du contrôle des charges de chauffage de l'espace ou de l'air ou de toute autre source.

Cela dit et comme mentionné au tableau 3.3 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009), Hilo privilégiera dans une première phase le contrôle à distance des thermostats intelligents des clients résidentiels participants pour réduire la demande résidentielle d'électricité en pointe (charge de chauffage de l'espace), soit l'usage ayant actuellement le plus grand potentiel de réduction de puissance. Le contrôle des charges de chauffage de l'eau pourra éventuellement s'ajouter. » [nous soulignons]

2.3 Ventilation annuelle du nombre de participants

« Hilo a la responsabilité de mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles convenues avec le Distributeur, en sollicitant le nombre de clients requis et en assurant un effacement par participant suffisant afin d'atteindre les cibles de réduction de puissance pendant les plages horaires spécifiées par le Distributeur.

Pour l'hiver 2019-2020, le Distributeur comprend qu'Hilo souhaitait recruter 1 000 clients testeurs, cible atteinte en date d'aujourd'hui. » [nous soulignons]

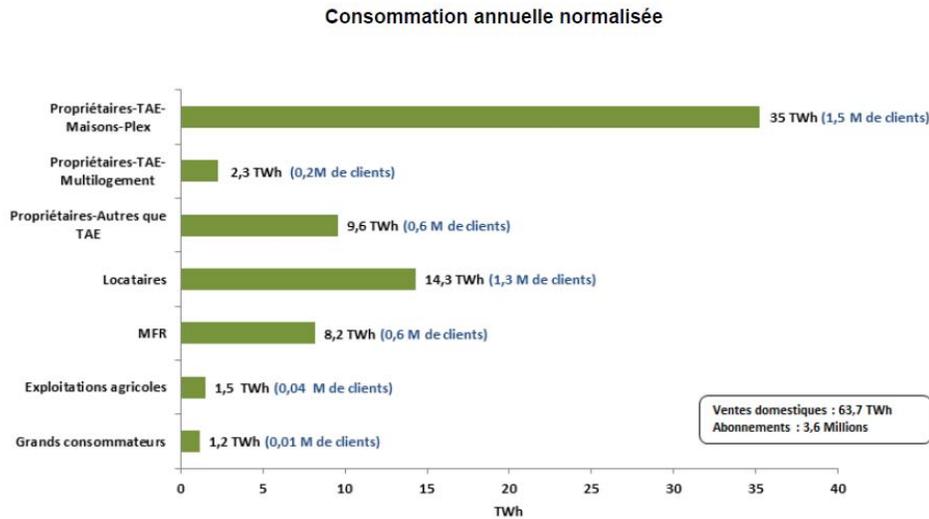
« 2.4 Hypothèses d'effacement

Hilo estime une réduction moyenne en pointe de 2 kW par client participant, laquelle est validée par les projets pilotes réalisés par le Distributeur, et d'une pénétration à l'horizon du Plan de près de 15 % du marché cible, soit 6 % de l'ensemble de la clientèle résidentielle en 2029. Le Distributeur estime ces hypothèses 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. » [nous soulignons]

(vii)

ALIMENTER
L'AVENIR

1. Portrait de la clientèle



La Régie note par ailleurs, aux pages 5 et 6 - *Portrait de la clientèle*, que la superficie moyenne associée au groupe Propriétaires-TAE-Maisons-Plex est de 2 157 pi², alors que celle associée au groupe Propriétaires-TAE-Multilogements est de 1 198 pi².

(viii) Site Web Hilo énergie

« Combien ça coûte ?

C'est gratuit pendant toute la durée de la période de pré-lancement ! On vous prête les produits intelligents et on les installe chez vous gratuitement (l'installation est d'une valeur de 400 \$). Une fois la période de pré-lancement terminée, on vous invite à continuer à utiliser Hilo en profitant d'une offre exclusive : si vous devenez client, vous bénéficierez d'une réduction allant jusqu'à 500 \$ sur la valeur des produits intelligents. Et si vous décidez de ne plus utiliser Hilo après la période de pré-lancement ? On réinstalle gratuitement vos anciens thermostats et on reprend les produits, tout simplement !*

* Pour 12 thermostats installés et à condition de compléter les défis Hilo en mode audacieux et de répondre aux sondages. » [nous soulignons]

(ix) « 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 ».

(x) « 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. » [nous soulignons]

(xi) « Déploiement progressif

Nous déployons les nouvelles offres de tarification dynamique de façon graduelle afin d'assurer un accompagnement optimal de la clientèle. Des clients sélectionnés au hasard ont reçu un courriel les invitant à participer. Ils étaient libres de s'inscrire à l'une des offres ou de conserver leur tarif actuel.

Pour l'hiver 2019-2020, le nombre maximal de clients pouvant s'inscrire a été atteint. » [nous soulignons]

Conservez votre tarif actuel ou choisissez l'offre qui vous convient le mieux.

| | <small>SANS RISQUE</small> | |
|---|--|--|
| <p>TARIF D (de base)</p> <p>Ce tarif est le même toute l'année, été comme hiver. Détail</p> <p>Coût estimé : 1 000 \$</p> <p>✓ Tarif actuel</p> | <p>TARIF D avec option de crédit hivernal</p> <p>L'hiver, réduisez votre consommation pendant les événements de pointe et accumulez des crédits.</p> <p>Économie possible : 70 \$</p> <p>Coût estimé : de 930 \$ à 1 000 \$</p> <p>En savoir plus</p> | <p>TARIF FLEX D (100 heures)</p> <p>En hiver, limitez votre consommation pendant les 100 heures d'événements de pointe et économisez.</p> <p>Économie possible : 100 \$</p> <p>Coût estimé : de 900 \$ à 1 025 \$</p> <p>En savoir plus</p> |

(xii) « Un client d'Hilo ne pourra ainsi pas s'abonner à la tarification dynamique et inversement, un client qui souscrit à la tarification dynamique ne pourra pas participer aux offres d'Hilo. »

(xiii) « Les défis Hilo, ça vous rapporte ! Pendant la saison froide, on vous propose jusqu'à 30 défis de réduction. En les relevant, vous recevez de l'argent. La formule est simple : acceptez les actions automatiques proposées par Hilo et touchez une récompense pour chaque kilowattheure (kWh) non consommé. »

Pourquoi relever les défis Hilo?

Réduire la production de GES

En consommant moins à la maison en période de grande demande, on fait baisser les achats d'énergie (souvent moins propre que la nôtre) de l'étranger. Avec un petit geste, on peut aider à diminuer la production de gaz à effet de serre.

Recevoir des récompenses en argent

Moins vous consommez d'énergie pendant les défis, plus vous accumulez des récompenses en argent. Jusqu'à 90 \$ par année, c'est payant !

Accumulez les récompenses en argent

Le calcul est simple : moins vous consommez d'énergie lors d'un défi, plus vous recevez d'argent.

Nous nous occupons de tout ! Vous pourrez suivre vos défis avec l'application mobile Hilo.

Défi réussi
Votre récompense
2,75\$
Vous avez consommé 5 kWh de moins que d'habitude.

[nous soulignons]

(xiv) « Dans un premier temps, les mesures visées reposent essentiellement sur le contrôle de charges de chauffage résidentiel. Un avis favorable du Ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) ayant été émis en mai 2019, les charges de chauffage de l'eau pourront éventuellement s'ajouter, selon la disponibilité d'un produit répondant aux critères anti-légionelle.

Éventuellement, des offres pour les clients commerciaux, industriels et institutionnels seront également ajoutées »

(xv)

TABLEAU 2 :
SOMMAIRE DE L’UTILISATION DES OPTIONS D’ÉLECTRICITÉ INTERRUPTIBLE
CLIENTÈLE DE GRANDE PUISSANCE
HIVERS 2017-2018 ET 2018-2019

| | Hiver 2017-2018 | | | Hiver 2018-2019 | | |
|---|-----------------|-----------|--|-----------------|-----------|--|
| | Option I | Option II | Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs | Option I | Option II | Option en vertu de l'article 6.39 des Tarifs |
| Nombre de clients | 23 | 1 | 1 | 23 | 1 | 1 |
| MW effectifs (moyenne mensuelle) | 909,0 | 17,6 | 2,2 | 894,2 | 16,0 | 2,1 |
| Nombre d'appels | 5 | 1 | 2 | 2 | 0 | 2 |
| Nombre d'heures d'interruption / client | 0 à 24 | 5 | 9 | 0 ou 10 | - | 10 |
| Crédits versés (k\$) | 14 411,1 | | | 12 791,1 | | |

Demandes :

10.1 Veuillez confirmer que, par rapport à l’état d’avancement de 2018 dont le bilan en puissance est présenté en référence (ii), le report de deux ans des besoins en approvisionnement de long terme, soit de 2023-2024 à 2025-2026 selon le présent Plan, s’explique essentiellement par l’effacement dû à l’introduction du programme Hilo et de l’effacement découlant des *moyens additionnels potentiels*.

Réponse :

1 **Le Distributeur confirme que l’ajout de nouveaux moyens de gestion de la**
 2 **demande de puissance, avec notamment Hilo et les moyens additionnels**
 3 **potentiels, permet de compenser la hausse des besoins en puissance et de**
 4 **reporter de deux ans, par rapport à l’état d’avancement 2018, le besoin pour de**
 5 **nouveaux approvisionnements de long terme.**
 6 **De ce fait, le retrait de ces moyens au bilan aurait pour conséquence le**
 7 **devancement du besoin pour un nouvel approvisionnement en puissance.**

10.1.1 Veuillez confirmer qu’en l’absence de ces deux « moyens », un appel d’offres devrait être lancé plus tôt pour répondre à des besoins en approvisionnement de long terme dès 2022-2023, tel que présenté en référence (i).

Réponse :

8 **Voir la réponse à la question 10.1.**

10.1.2 Veuillez élaborer sur le rôle critique de ces deux initiatives et de leur succès dans l’évaluation du plan d’approvisionnement 2020-2029.

Réponse :

1 Les nouveaux moyens de GDP intégrés au bilan de puissance jouent
2 effectivement un rôle important dans l'atteinte de l'équilibre offre-demande en
3 puissance.

4 Le Distributeur priorise la réduction des besoins avant l'acquisition de
5 nouveaux approvisionnements possiblement coûteux et requérant des
6 engagements à long terme. Pour ce faire, le Distributeur mise sur l'offre d'Hilo,
7 avec le déploiement d'offres technologiques adaptées pour répondre aux
8 besoins en pointe, ainsi que sur des modifications aux options d'électricité
9 interruptible et au programme GDP Affaires dans le but d'accroître la
10 participation de sa clientèle à ces différentes mesures.

10.2 Considérant que dans le projet de démonstration de charges de chauffage à plinthes
interruptibles, l'analyse des résultats démontre une réduction moyenne de 1 kW
lorsque 4 thermostats sont contrôlés (référence (iii)), veuillez préciser le nombre
moyen de thermostats contrôlés dans la portion de l'échantillon ayant produit une
réduction moyenne de 2 kW « lorsque tous les thermostats étaient contrôlés ».

Réponse :

11 La quantité moyenne de thermostats installés était de 10 dans la portion de
12 l'échantillon ayant produit une réduction moyenne de 2 kW.

10.2.1 Veuillez préciser la taille de l'échantillon et la répartition du type de
résidence entre Propriétaires-TAE-Maisons-Plex, Propriétaires-TAE-
Multilogements et Locataires.

Réponse :

13 L'échantillon comptait 30 maisons unifamiliales TAE occupées par des
14 propriétaires.

10.3 Veuillez préciser le nombre de thermostats communiquant par résidence ainsi que le
type de résidence des 75 clients du projet *Déploiement d'outils technologiques*, testé
à l'hiver 2018-2019 (référence (iii)).

Réponse :

15 Il y avait en moyenne 7,3 thermostats par résidence, essentiellement des
16 résidences unifamiliales détachées TAE.

10.4 Veuillez mettre à jour le *Portrait de la clientèle aux tarifs domestiques* présenté en
référence (vii).

Réponse :

1 D'emblée, le Distributeur tient à préciser que le *Portrait de la clientèle aux tarifs*
2 *domestiques* présenté en référence (vii) a été produit dans le cadre de la
3 révision des tarifs domestiques en 2015 et qu'il n'a pas été mis à jour depuis.

4 Le Distributeur est toutefois en mesure de présenter au tableau R-10.4 la
5 répartition du nombre de clients résidentiels pour les segments de clientèle
6 demandés à la question 10.4.1 à partir des résultats du sondage *Utilisation de*
7 *l'électricité dans le marché résidentiel – Édition 2018*. Le Distributeur souligne
8 que considérant l'horizon temporel relativement court entre les deux exercices,
9 la répartition du nombre de clients résidentiels a peu évolué.

TABLEAU R-10.4 :
RÉPARTITION DU NOMBRE DE CLIENTS RÉSIDENTIELS PAR SEGMENTS

| | Répartition (%) |
|----------------------------------|-----------------|
| Propriétaires-TAE-Maisons-Plex | 42% |
| Propriétaires-TAE-Multilogements | 6% |
| Propriétaires autres que TAE | 17% |
| Locataires | 35% |

10.4.1 Veuillez présenter la répartition des clients résidentiels entre Propriétaires-TAE-Maisons-Plex, Propriétaires-TAE-Multilogements, Propriétaires autres que TAE, et Locataires.

Réponse :

10 Voir la réponse à la question 10.4.

10.5 Veuillez concilier l'effacement moyen annuel de 1,5 kW par résidence de la référence (iv), basé sur les résultats obtenus à la suite du projet de démonstration Charges de chauffage à plinthes interruptibles qui a pris fin en 2018, et la réduction moyenne en pointe de 2 kW par client participant, présentée en référence (vi), laquelle serait validée par les projets pilotes réalisés par le Distributeur.

Réponse :

11 Voir la réponse à la question 10.2.

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 pi², selon le *Portrait de la clientèle aux tarifs domestiques* de la référence (vii).

Réponse :

1 Hilo livrera les cibles de réduction de puissance convenues annuellement avec
2 le Distributeur. Pour ce faire, Hilo déterminera quelle est la contribution des
3 différents types d'habitation, segments de clients ou usages.

4 Considérant les résultats des projets pilotes, le Distributeur constate que la
5 réduction de puissance visée de 2 kW par client participant est cohérente avec
6 une priorité placée sur les habitations de grande taille. Cependant, Hilo est la
7 mieux placée pour effectuer le choix des segments visés ou des mesures. Le
8 Distributeur n'a pas effectué d'analyse sur le potentiel d'attrait et le taux de
9 pénétration du programme Hilo auprès spécifiquement des propriétaires-TAE-
10 Maisons-Plex au tarif D, des locataires, des propriétaires de condos ou de toute
11 autre catégorie. De même, il n'a pas formulé d'hypothèses quant à la
12 contribution de la chauffe de l'espace ou de l'eau.

13 Enfin, le Distributeur souligne qu'il est confiant de l'atteinte par Hilo des cibles
14 annuelles, lesquelles sont conservatrices pour les premières années du Plan.
15 Le Distributeur constate d'ailleurs l'engouement manifesté par la clientèle lors
16 du lancement d'Hilo et un nombre de réponses à l'appel de clients testeurs à
17 son offre à l'hiver 2019-2020 considérablement supérieur à celui initialement
18 visé.

10.7 Considérant les investissements requis par les abonnés pour le remplacement des
thermostats, puisque la subvention d'Hilo ne couvre qu'une portion des coûts tel que
l'indique la référence (viii), veuillez élaborer sur le potentiel d'attrait et le taux de
pénétration attendu du programme Hilo auprès des 1,3 million de locataires
(référence (vii)).

Réponse :

19 **Voir la réponse à la question 10.6.**

10.8 Considérant que les économies potentielles d'un client dépendent de ses charges de
chauffage à la pointe et considérant que les propriétaires de condos chauffent une
superficie moyenne de 1 198 pi², selon le *Portrait de la clientèle aux tarifs
domestiques* de la référence (vii), soit une superficie inférieure à celle des
Propriétaires-TAE-Maisons-Plex, veuillez élaborer sur le potentiel d'attrait et le taux
de pénétration attendu du programme Hilo auprès des propriétaires de condos.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 10.6.**

10.9 Veillez 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 :

2 **D’emblée, le Distributeur réitère qu’une pénétration de 15 % du marché cible ne**
3 **représente que 6 % de l’ensemble des ménages québécois.**

4 **Le taux de pénétration retenu pour Hilo s’appuie sur des données de marchés**
5 **plus matures, tels que les marchés européen et américain. Des ajustements aux**
6 **taux de pénétration observés ont été faits pour tenir compte des particularités**
7 **du marché québécois, par exemple les bas tarifs, l’énergie de source**
8 **renouvelable ou la chauffe principalement électrique.**

10.10 Considérant que la filiale Hilo visera, dans une première phase, la même clientèle résidentielle que les options de tarification dynamique, veuillez préciser le rythme prévu du déploiement progressif, mentionné en référence (xi) et contrôlé par le Distributeur, de l’offre de tarification dynamique au fil des années, tel que présenté au bilan en puissance de la référence (i). Veuillez préciser le moment auquel ces options devraient être disponibles à tous, sans limitation du Distributeur.

Réponse :

9 **Le tableau R-10.10 présente le nombre anticipé de participants aux options de**
10 **tarification dynamique, au moment du dépôt du Plan d’approvisionnement**
11 **2020-2029.**

TABLEAU R-10.10
NOMBRE ANTICIPÉ DE PARTICIPANTS AUX OPTIONS DE TARIFICATION DYNAMIQUE

| Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) | 2019- 2020 | 2020- 2021 | 2021- 2022 | 2022- 2023 | 2023- 2024 | 2024- 2025 | 2025- 2026 | 2026- 2027 | 2027- 2028 | 2028- 2029 |
|--|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Tarif Flex D | 9 000 | 18 000 | 27 000 | 36 000 | 45 000 | 54 000 | 63 000 | 72 000 | 81 000 | 90 000 |
| Tarif Flex G | 1 000 | 2 000 | 3 000 | 4 000 | 5 000 | 6 000 | 7 000 | 8 000 | 9 000 | 10 000 |
| Option de crédit hivernal D* | 9 000 | 18 000 | 27 000 | 36 000 | 45 000 | 54 000 | 63 000 | 72 000 | 81 000 | 90 000 |
| Option de crédit hivernal G* | 1 000 | 2 000 | 3 000 | 4 000 | 5 000 | 6 000 | 7 000 | 8 000 | 9 000 | 10 000 |

* Aucune contribution au bilan de puissance n’a été considérée pour les options de crédit hivernal.

1 **Comme mentionné au tableau 3.3 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009), seule**
2 **la contribution attendue des tarifs Flex D et Flex G a été considérée au bilan de**
3 **puissance du Plan.**

4 **Au terme du premier hiver d'application de ces options, le Distributeur sera en**
5 **mesure d'analyser les résultats obtenus et de revoir, s'il y a lieu, le déploiement**
6 **de ces offres, ainsi que leur contribution au bilan de puissance.**

7 **Par exemple, les résultats observés d'effacement de l'option de crédit hivernal**
8 **pourront vraisemblablement permettre de prendre en compte la contribution de**
9 **cette option dans le bilan de puissance. Ainsi, alors que l'option de crédit**
10 **hivernal a intéressé davantage de clients que le tarif Flex, pour l'hiver**
11 **2019-2020, l'éventuelle contribution de l'option de crédit hivernal au bilan**
12 **pourra compenser pour une potentielle réduction de la contribution du tarif**
13 **Flex, s'il y a lieu. Ainsi, sur la base de ce qui précède, la contribution globale**
14 **attendue des diverses options de tarification dynamique au bilan de puissance**
15 **demeure prudente et vraisemblable.**

10.11 Veuillez préciser le nombre de courriels d'invitation à participer aux options de tarification dynamique transmis par le Distributeur pour l'hiver 2019-2020, le nombre de réponses positives reçues ainsi que le nombre de clients inscrits à l'option de crédit hivernal ainsi qu'à l'option Tarif Flex D. Veuillez déposer une copie du courriel d'invitation.

Réponse :

16 **Environ 430 000 courriels d'invitation ont été envoyés aux clients pour l'hiver**
17 **2019-2020. En date du 1^{er} décembre 2019, 20 357 clients ont adhéré à l'une ou**
18 **l'autre des options de tarification dynamique. Le tableau R-10.11 présente la**
19 **répartition de la clientèle inscrite aux différentes options de tarification**
20 **dynamique et la figure R-10.11 présente une copie du courriel d'invitation.**

TABLEAU R-10.11 :
RÉPARTITION DE LA CLIENTÈLE INSCRITE AUX OPTIONS DE TARIFICATION DYNAMIQUE
AU 1^{ER} DÉCEMBRE 2019

| | Clients résidentiels | | Clients Affaires | | | Total |
|---|----------------------|--------|------------------|--------|--------|--------|
| | Crédit hivernal | Flex D | Crédit hivernal | Flex G | Flex M | |
| Nombre de clients inscrits au 1 ^{er} décembre 2019 | 17 575 | 2 437 | 316 | 27 | 2 | 20 357 |

21 **Comme les clients pouvaient s'inscrire par le biais de leur Espace client, le**
22 **Distributeur souligne que le nombre de réponses positives reçues correspond**
23 **au nombre de clients inscrits. Il est à noter que ces résultats sont influencés**

1 par le fait que la période de recrutement et le nombre de participants à l'hiver
2 2019-2020 étaient limités.

3 Le Distributeur a d'ailleurs proposé de déposer, de façon administrative en
4 2020, un suivi des résultats du premier hiver de déploiement de la tarification
5 dynamique⁹.

FIGURE R-10.11 :
COURRIEL D'INVITATION À LA TARIFICATION DYNAMIQUE



⁹ R-4100-2019, HQD-1, document 1 révisé [C-HQD-0044].

10.12 Veuillez confirmer, ou corriger, la compréhension de la Régie, tirée de l'examen du site Web d'Hilo, dont quelques extraits sont présentés en référence (xiii), à l'effet que le programme prévoit une possibilité de 120 heures d'effacement par hiver (30 événements de 4 heures) et une rétribution de 0,55 \$ par kWh effacé, en comparaison à un maximum de 100 heures d'effacement par hiver et une rétribution de 0,50 \$ par kWh effacé pour l'option de crédit hivernal au tarif D.

Réponse :

1 **Le Distributeur partage la compréhension de la Régie selon laquelle le client**
2 **participant à l'offre d'Hilo recevra l'équivalent d'une rétribution de 0,55 \$/kWh**
3 **effacé, mais précise, comme le mentionne Hilo sur son site Web, que le client**
4 **doit accepter les actions automatiques proposées par Hilo lors d'un appel de**
5 **gestion de la demande en puissance.**

10.13 Considérant que, selon les projections du Distributeur, l'effacement de la tarification dynamique passera de 4 fois plus importante que celle d'Hilo en 2019-2020 à 10 fois moins importante que celle d'Hilo en 2023-2024 (référence (i)), veuillez élaborer sur les motifs expliquant le rythme de déploiement du programme et des options de tarification dynamique, d'adoption par la clientèle et de croissance de l'effacement, qui diffère de ces deux moyens de gestion de la pointe (GDP), qui s'adressent pourtant à la même clientèle résidentielle.

Réponse :

6 **Comme mentionné dans son complément de preuve portant sur Hilo à la pièce**
7 **HQD-4, document 1 (B-0017), la tarification dynamique mise principalement sur**
8 **les changements de comportement de la clientèle alors qu'Hilo développe et**
9 **déploie des produits et services domotiques chez la clientèle du Distributeur.**
10 **Grâce à ces nouvelles technologies et au contrôle de charges qu'elles**
11 **permettent, le Distributeur estime qu'Hilo pourra livrer un effacement moyen**
12 **supérieur à celui de la tarification dynamique.**

13 **Voir également les réponses aux questions 10.6 et 10.10.**

10.14 Veuillez confirmer si le Distributeur compte privilégier le recours à la filiale Hilo pour générer l'effacement de la clientèle résidentielle, plutôt qu'à la tarification dynamique.

Réponse :

14 **Les services d'Hilo ainsi que la tarification dynamique font partie du portefeuille**
15 **des moyens de gestion disponibles pour répondre à la demande. Ainsi, en**
16 **fonction de la charge à alimenter, des contraintes sur le réseau du**
17 **Transporteur, des caractéristiques intrinsèques des différents moyens (plage**
18 **d'utilisation, délais avant appel, prix du moyen) et, le tout, dans le souci**
19 **d'optimiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale, le Distributeur utilise les**

1 **moyens qui permettent d'assurer la fiabilité du réseau et l'équilibre offre-**
2 **demande à moindre coût. Dans cette optique, aucun de ces moyens n'est**
3 **privilegié par rapport à un autre, ceux-ci faisant partie d'une stratégie globale.**

10.15 Veuillez présenter les avantages et inconvénients, pour le Distributeur, de chacun de ces deux moyens de gestion de la demande qui s'adressent à la même clientèle.

Réponse :

4 **Pour le Distributeur, les deux moyens se traduisent par un effacement de la**
5 **clientèle durant des heures ciblées. Puisque les modalités des interruptions**
6 **sont similaires entre les deux moyens, ils offrent les mêmes avantages pour**
7 **l'équilibre offre-demande.**

8 **Toutefois, les clients participant à la tarification dynamique doivent déterminer**
9 **eux-mêmes les mesures à mettre en place pour réduire leur consommation et**
10 **bénéficier d'une économie sur leur facture, tandis que les clients d'Hilo**
11 **pourront bénéficier d'un « coach » énergétique et d'équipements facilitant la**
12 **gestion automatisée de leur charge.**

10.16 Considérant qu'un client participant aux options de tarification dynamique a comme incitatif l'espérance de voir sa facture d'électricité réduite de 70 \$ à 100 \$ (référence (xi)), et qu'un participant à Hilo devra investir plusieurs centaines de dollars en équipement, même après subvention, pour une espérance similaire d'économiser « jusqu'à 90 \$ par année » (référence (xiii)), veuillez expliquer le différentiel du taux de pénétration prévu par le Distributeur entre le programme Hilo et celui des options de tarification dynamique.

Réponse :

13 **Tout d'abord, le Distributeur précise que le taux de pénétration du marché**
14 **résidentiel prévu pour Hilo est du même ordre de grandeur que celui espéré de**
15 **la tarification dynamique. L'écart observé entre la contribution en puissance de**
16 **ces deux moyens s'explique plutôt par des effacements unitaires moyens**
17 **différents, lesquels sont d'environ 2 kW pour Hilo et de 0,8 kW pour la**
18 **tarification dynamique.**

19 **De plus, le Distributeur comprend que plusieurs éléments, outre les**
20 **compensations financières, sont de nature à inciter une partie de la clientèle**
21 **résidentielle à adhérer aux offres d'Hilo. D'une part, les participants à ces offres**
22 **bénéficieront des services rendus par les produits connectés, lesquels ne sont**
23 **pas que monétaires mais aussi de nature à améliorer leur qualité de vie grâce,**
24 **notamment, à la domotique. D'autre part, les clients participants recevront des**
25 **conseils personnalisés et devraient également réaliser des économies**

1 d'énergie, lesquelles leur permettront de réduire leur facture d'électricité. Ces
2 économies potentielles s'ajouteront aux compensations qui seront versées par
3 Hilo. Finalement, l'automatisation peut rendre les offres d'Hilo plus attrayantes
4 pour un certain nombre de clients puisqu'elle permet de diminuer les efforts
5 associés à la gestion de la charge.

6 Ainsi, comme précisé au complément de preuve (pièce B-0017), même si Hilo
7 et la tarification dynamique visent toutes deux le marché résidentiel, elles
8 s'adressent néanmoins à des clients de profils différents. De cette façon, même
9 si les modalités de compensations sont différentes, le Distributeur considère
10 que chacune des deux offres est susceptible d'intéresser sa part de la clientèle
11 résidentielle.

12 Par ailleurs, le Distributeur tient à rectifier l'affirmation dans la question selon
13 laquelle le client participant aux options de tarification dynamique avait comme
14 incitatif l'espérance de voir sa facture d'électricité réduite de 70 \$ à 100 \$. Il ne
15 s'agit pas d'une espérance d'économie, mais plutôt d'une illustration de l'outil
16 offert pour comparer les offres. Le client était invité à comparer les options de
17 tarification dans son Espace client afin d'estimer les économies qu'il pourrait
18 réaliser en fonction de son profil historique de consommation.

FIGURE R-10.16 :
EXTRAIT DU SITE WEB D'HYDRO-QUÉBEC - TARIFICATION DYNAMIQUE



10.17 Veuillez indiquer si le Distributeur sera appelé à rembourser ou compenser, en tout ou en partie, de façon directe ou indirecte, le coût des produits offerts aux clients ainsi que leur installation et désinstallation par la filiale Hilo, tel que souligné en référence (viii).

10.17.1 Si oui, veuillez décrire les modalités de remboursement ou compensation prévues.

Réponse :

1 **Aucun mécanisme de remboursement ou compensation, par le Distributeur, du**
2 **coût des produits offerts aux clients d'Hilo, de leur installation ou de leur**
3 **désinstallation par cette dernière, n'est envisagé, en tout ou en partie, de façon**
4 **directe ou indirecte.**

10.18 Veuillez préciser la période qui sera couverte par le contrat de la référence (ix), entre Hilo et le Distributeur, en précisant le nombre d'années pour lesquelles Hilo sera tenu de respecter des cibles précises de réduction de puissance.

Réponse :

5 **Le contrat entre Hilo et le Distributeur couvre une période de 10 ans. Les**
6 **réductions de puissance présentées au Plan sont des cibles qui seront**
7 **confirmées annuellement, par un engagement ferme. Pour les raisons**
8 **mentionnées en réponse à la question 10.6, de l'avis du Distributeur, elles sont**
9 **réalistes et atteignables.**
10 **Le Distributeur déposera d'ailleurs une mise à jour de ces cibles dans le cadre**
11 **des prochains états d'avancement du Plan.**

10.18.1 Veuillez préciser le nombre d'années pour lesquelles la forme et les montants de compensation globale par kW effacé offerts par le Distributeur à Hilo seront déterminés par contrat. Veuillez élaborer.

Réponse :

12 **Le montant et les modalités de rémunération sont prévus pour la période**
13 **contractuelle de 10 ans.**

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

Réponse :

1 Le déploiement d'une gamme de services centrés sur la maison intelligente fait
2 partie des actions prioritaires par Hydro-Québec dans son Plan stratégique
3 2020-2024¹⁰ pour accroître son offre auprès de sa clientèle et augmenter sa
4 satisfaction. Hydro-Québec considère le service offert par Hilo comme une
5 activité structurante dans son offre de services en permettant aux clients
6 participants de contribuer de façon concrète à la transition énergétique en
7 ayant accès à divers services de domotique leur permettant de participer à
8 l'effort collectif de réduction de la consommation énergétique. Ce service
9 permet en outre de répondre à la demande des clients qui souhaitent qu'Hydro-
10 Québec aille plus loin dans son offre et les accompagne dans l'introduction des
11 nouvelles technologies et dans la gestion de leur consommation énergétique,
12 et ce, en maintenant de hauts standards en matière de confidentialité des
13 données personnelles.

14 Pour le Distributeur, dont les besoins en puissance à approvisionner sont en
15 croissance, Hilo donne accès à un nouveau moyen d'approvisionnement
16 flexible, sûr et parfaitement adapté à ses besoins, auprès d'un bassin de clients
17 non encore exploité par les moyens actuellement disponibles.

18 Conscient des coûts importants liés au développement d'un tel service, le
19 Distributeur souligne que son lancement coïncide avec le début d'un cycle de
20 plafonnement des tarifs pour les quatre prochaines années, ce qui implique que
21 la clientèle ne sera pas affectée par les coûts du service pendant cette période.
22 En fait, ces coûts ne seront intégrés aux revenus requis du Distributeur qu'en
23 2025, soit lorsque le service d'Hilo aura atteint une certaine maturité et que le
24 Distributeur pourra en tirer le maximum de bénéfices.

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

¹⁰ Plan stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec, Voir grand avec notre énergie, p. 36.

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

4

10.20 Attendu qu'Hilo « a la responsabilité de mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles convenues avec le Distributeur, en sollicitant le nombre de clients requis et en assurant un effacement par participant suffisant afin d'atteindre les cibles de réduction de puissance pendant les plages horaires spécifiées par le Distributeur » (référence (vi)), veuillez élaborer sur la forme et la nature des engagements et garanties offertes par Hilo quant à l'atteinte des cibles pluriannuelles fixées par le Distributeur et inscrites au bilan en puissance du Plan.

Réponse :

5 **Comme mentionné en réponse à la question 10.18, les engagements de**
6 **réduction de puissance (MW) que prend Hilo au bénéfice du Distributeur sur**
7 **une base annuelle sont confirmés avant chaque période d'hiver. Une pénalité**
8 **sera prévue au contrat si la réduction de puissance pour laquelle Hilo s'est**
9 **engagée n'est pas atteinte.**

10.21 Considérant qu'un avis favorable du Ministère de la Santé et des Services sociaux (MSSS) a été émis en mai 2019, veuillez préciser l'horizon approximatif de la disponibilité commerciale d'un chauffe-eau répondant aux critères anti-légionelle et l'ajout des charges de chauffage de l'eau à l'offre d'Hilo. Veuillez élaborer.

Réponse :

10 **Comme mentionné dans le complément de preuve à la pièce HQD-4,**
11 **document 1 (B-0017), Hilo doit effectuer elle-même ses choix technologiques et**
12 **déterminer le rythme de déploiement des mesures. Le Distributeur n'a pas fait**
13 **de prévisions quant à l'horizon d'ajout de mesures spécifiques.**

14 **Toutefois, le Distributeur estime que des chauffe-eau répondant aux critères**
15 **antilégionelles devraient être disponibles commercialement en 2021.**

10.22 Le Distributeur présente au tableau 3.2 (référence (i)), une projection de la contribution d'Hilo pour les 10 prochaines années. La Régie comprend, à la lecture de la référence (xiv), qu'une portion de cette contribution proviendrait du chauffage résidentiel des espaces, du chauffage résidentiel de l'eau et une autre portion proviendrait des secteurs commerciaux, industriels et institutionnels. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie, sinon veuillez expliquer.

Réponse :

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

10.23 La Régie comprend que le choix des moyens, des technologies et de la stratégie d'implantation serait de la responsabilité d'Hilo, tel qu'il apparaît en référence (vi). Elle comprend également que pour produire la projection pluriannuelle de la contribution d'Hilo du tableau 3.2 de la référence (i), le Distributeur a dû poser un certain nombre d'hypothèses quant à la contribution d'une offre visant la chauffe résidentielle des espaces, la chauffe résidentielle de l'eau et la contribution des secteurs commerciaux, institutionnels et industriels. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie, sinon veuillez expliquer.

Réponse :

5 **Voir les réponses aux questions 10.6 et 10.22.**

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 :

6 **Voir la réponse à la question 10.6.**

10.25 Selon les données des trois derniers rapports annuels du Distributeur, l'effacement effectif des clients de grande puissance à l'option de l'électricité interruptible a diminué au cours des hivers 2016-2017, 2017-2018 et 2018-2019, passant de 965 MW, à 929 MW et 912 MW (référence xv). Veuillez valider et expliquer l'utilisation de l'hypothèse d'effacement de 1 000 MW par année pour l'électricité interruptible au bilan en puissance de Distributeur (référence (i)), considérant l'effacement effectif moindre des 3 dernières années.

Réponse :

7 **La contribution des options d'électricité interruptible varie en effet d'une**
8 **dizaine de MW d'une année à l'autre en fonction des adhésions des clients**
9 **industriels, mais l'ordre de grandeur de 1 000 MW semble toujours adéquat en**

1 planification. Le Distributeur précise également que la contribution de ce
2 moyen au bilan de puissance pour l'hiver 2019-2020 est de 954 MW, ce qui ne
3 permet pas de conclure à une tendance à la baisse de la contribution de ce
4 moyen.

5 Par ailleurs, le Distributeur rappelle qu'à chaque automne, il doit démontrer le
6 respect du critère de fiabilité en puissance pour l'hiver suivant et dépose à cet
7 effet un bilan en suivi du plan d'approvisionnement (annexe D). Ce bilan intègre
8 les données les plus à jour, incluant les adhésions réelles aux différents
9 moyens de gestion de la demande de puissance. Les achats de puissance sur
10 les marchés de court terme permettent alors d'ajuster finement le bilan.

PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE DISTRIBUÉE

11. **Références :**
- (i) Pièce [B-0007](#), p. 14;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), p. 38;
 - (iii) Site Web Hydro-Québec, [Panneaux solaires au Québec – Coûts et rentabilité](#), consulté le 13 janvier 2020;
 - (iv) Dossier R-4057-2018, pièce [B-0045](#), p. 35.

Préambule :

(i) « *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. »*

(ii)

**TABLEAU 2.8 :
ÉCARTS DES VENTES PRÉVUES PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

| En TWh | 2016 ¹ | 2017 ² | 2018 ² | 2019 ³ | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 |
|----------------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|------------|------------|-------------|-------------|-------------|------------|------------|
| Développements de marchés | | | | | | | | | | | |
| Chaînes de blocs | 0,0 | 0,0 | 0,5 | 1,0 | 1,7 | 4,1 | 5,3 | 5,3 | 5,2 | 4,7 | 2,5 |
| Centre de données | 0,0 | 0,1 | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,4 | 0,7 | 1,0 | 1,3 | 1,5 | 1,8 |
| Serres | 0,0 | 0,1 | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,6 | 0,8 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 |
| Technologies émergentes | | | | | | | | | | | |
| Électrification des transports | 0,0 | -0,1 | -0,1 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -0,1 | -0,1 | -0,1 | 0,0 | 0,1 |
| Photovoltaïque | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 0,0 | -0,1 | -0,1 | -0,1 | -0,2 | -0,3 | -0,3 | -0,4 |
| Croissance de base | | | | | | | | | | | |
| Industriel | 0,2 | 0,6 | -3,5 | -2,8 | 0,6 | 2,1 | 1,9 | 1,6 | 1,2 | 0,9 | 0,0 |
| Aluminerie | 0,0 | -0,5 | -5,0 | -4,5 | -0,6 | 0,9 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 0,4 |
| Pâtes et papier | 0,2 | 0,8 | 1,0 | 0,8 | 1,0 | 0,9 | 0,8 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 0,2 |
| Autres industriel | 0,0 | 0,4 | 0,5 | 0,8 | 0,2 | 0,2 | 0,0 | -0,1 | -0,2 | -0,4 | -0,6 |
| Résidentiel | 0,6 | 0,6 | 0,9 | 0,8 | 0,7 | 0,6 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,5 | 0,6 |
| Commercial | 0,1 | 0,2 | 0,7 | 0,8 | 0,9 | 1,1 | 1,3 | 1,5 | 1,5 | 1,6 | 1,6 |
| Écart total | 1,0 | 1,7 | -1,0 | 0,1 | 4,4 | 8,7 | 10,3 | 10,4 | 10,3 | 9,9 | 7,2 |

Notes:

¹ Valeurs réelles jusqu'au 31 juillet 2016 et valeurs prévisionnelles pour le reste de l'année pour le Plan d'approvisionnement 2017-2026 et valeurs réelles pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

² Valeurs réelles pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

³ Valeurs réelles jusqu'au 31 juillet 2019 et valeurs prévisionnelles pour le reste de l'année pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

(iii) Site Web d'Hydro-Québec :

« Énergie solaire photovoltaïque

Coûts et rentabilité : ne tombez pas dans le panneau !

L'investissement important que nécessite l'installation de panneaux solaires par rapport aux faibles économies annuelles réalisées sur la facture d'électricité représente le principal frein à l'essor de la filière solaire photovoltaïque au Québec. Voici quelques exemples de fausses promesses de certains vendeurs de panneaux solaires et des aspects importants à prendre en considération au moment d'évaluer votre projet d'investissement. Soyez informés ! » [nous soulignons]

(iv) « Ce faisant, l'option I de mesurage net accorde le même prix, soit la même valeur économique, aux kWh injectés sur le réseau du Distributeur qu'aux kWh vendus par le Distributeur. Conséquemment, il en résulte un transfert de coûts vers les autres clients puisqu'aucune valeur économique n'est attribuée au service de stockage et d'équilibrage dont bénéficie le client autoproducteur.

À l'instar de l'option III, approuvée par la Régie dans la décision D-2018-025, et dans le contexte de l'essor de la production d'électricité distribuée (plus de 400 nouveaux clients à l'option de mesurage net depuis octobre 2017), le Distributeur propose de revoir le traitement économique des injections sur le réseau de façon à accorder une juste valeur au service de stockage et d'équilibrage, limitant ainsi le transfert de coûts vers le reste de la clientèle. La Régie indique d'ailleurs qu'elle comprend l'argument du Distributeur selon lequel l'autoproduction par un client ne lui permet d'éviter que son coût variable de production.

L'option II proposée permettrait d'accorder à l'électricité injectée dans le réseau du Distributeur une valeur économique reflétant le coût évité en énergie, incluant les pertes, soit 2,96 ¢/kWh en réseau intégré.

[...]

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'introduction de l'option II et les modifications qui en découlent à l'option III de mesurage net, et de réserver l'option I aux seuls clients qui en bénéficient au 31 mars 2019, et ce, jusqu'au 31 mars 2029. » [nous soulignons]

Demandes :

11.1 Veuillez confirmer que la production photovoltaïque distribuée ne constituait pas un enjeu du Plan 2017-2026 pour le réseau intégré.

Réponse :

1 **Le Distributeur a considéré la production photovoltaïque distribuée dans le**
2 **cadre du Plan d'approvisionnement 2017-2026 pour le réseau intégré. Il**
3 **anticipait alors qu'elle atteindrait 0,3 TWh en 2026.**

11.1.1 Veuillez préciser si le Distributeur prévoit que la baisse des ventes de 1,3 TWh, à l'horizon 2029, se produira principalement vers la fin de l'horizon du présent Plan, soit entre 2026 et 2029. Veuillez expliquer.

Réponse :

4 **Le Distributeur confirme que plus de la moitié de l'accroissement de la diffusion**
5 **prévue des systèmes photovoltaïques distribués se produira entre 2026 et 2029.**

11.2 Veuillez préciser le nombre de clients inscrits à l'option de mesurage net au 31 décembre 2019 et veuillez estimer l'impact sur les ventes annuelles du Distributeur de la production photovoltaïque de ces participants à l'option de mesurage net.

Réponse :

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

11.3 Veuillez préciser si le constat du Distributeur quant au transfert de coût sur les autres clients, en référence (iv), dont bénéficient les clients autoproducteurs inscrits à l'option I du mesurage net, est toujours valable. Si oui, veuillez confirmer si l'introduction d'un nouveau tarif, sous la forme de l'option II présentée en référence (iv), est toujours souhaitable afin de corriger cette situation. Veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur poursuit ses réflexions quant aux impacts de la production**
2 **photovoltaïque distribuée, notamment quant à ses coûts et ses bénéfices et**
3 **leur partage entre les clients.**

11.4 Veuillez confirmer que l'accroissement du taux de diffusion des systèmes photovoltaïques résidentiels entraînant une baisse des ventes du Distributeur d'un peu moins d'un TWh à l'horizon 2029, tel que compris de la référence (i), repose sur l'hypothèse du maintien de l'option de mesurage net actuellement en vigueur. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

4 **Le Distributeur confirme que les prévisions de diffusion des systèmes**
5 **photovoltaïques résidentiels sont basées sur l'hypothèse du maintien de**
6 **l'option de mesurage net actuellement en vigueur.**

11.5 Veuillez préciser si le Distributeur entend présenter un nouveau tarif, soit une option Il s'appliquant aux nouveaux clients autoproducteurs. Si oui, à quel moment le Distributeur prévoit il présenter une demande d'approbation. Si non, veuillez expliquer la position du Distributeur.

Réponse :

7 **Le Distributeur poursuit ses réflexions sur la production photovoltaïque**
8 **distribuée et ses impacts. Il prévoit d'ailleurs consulter les parties prenantes à**
9 **cet égard dans le cadre de son processus de consultation. En vertu du nouveau**
10 **cadre réglementaire établi par la Loi visant à simplifier le processus**
11 **d'établissement des tarifs de distribution d'électricité, le prochain examen**
12 **tarifaire visera à fixer les tarifs applicables au 1^{er} avril 2025. Par conséquent, le**
13 **Distributeur pourrait, s'il y a lieu, faire une proposition tarifaire reliée à**
14 **l'autoproduction dans le cadre du dossier tarifaire 2025-2026.**

PROGRAMME « CHARGES INTERRUPTIBLES RÉSIDENTIELLES »

12. Références : (i) Pièce [B-0017](#), p. 9;
(ii) Pièce [B-0017](#), p. 8;
(iii) Décision [D-2019-027](#) p. 130 à 132.

Préambule :

(i) « Un client d'Hilo ne pourra ainsi pas s'abonner à la tarification dynamique et inversement, un client qui souscrit à la tarification dynamique ne pourra pas participer aux offres d'Hilo.

Même si les deux mesures visent le marché résidentiel, le Distributeur est d'avis qu'elles s'adressent néanmoins à des clients de profils différents. En effet, d'un côté, l'offre de l'agrégateur Hilo vise le contrôle de charges et comprend la fourniture de produits et services ayant notamment pour objectif la réduction de la consommation d'énergie. De l'autre, les options de tarification dynamique visent davantage les changements de comportements des clients qui y adhèrent en contrepartie d'une réduction de leur facture, lesquels maintiennent le contrôle de leurs charges.

Pour l'ensemble de ces raisons, le Distributeur considère que ces deux moyens de gestion de la puissance sont suffisamment distincts pour que le risque de chevauchement, en ce qui concerne leur impact en puissance, soit considéré minime. Il n'y a par conséquent aucun besoin de développer une méthodologie visant à distinguer les impacts de ces deux moyens de gestion de la puissance offerts à la clientèle résidentielle. » [nous soulignons]

(ii) « Hilo est responsable de mettre en oeuvre les moyens administratifs, financiers, commerciaux et techniques de son choix pour répondre aux exigences du Distributeur, incluant une rétribution aux clients participants selon la forme et la valeur qu'il juge nécessaire pour l'atteinte des cibles de réduction de puissance convenues avec le Distributeur. Le Distributeur n'est pas impliqué dans la détermination de la compensation aux clients participants. » [nous soulignons]

(iii) Dans sa décision D-2019-027, la Régie notait que, selon le Distributeur, le programme *Charges interruptibles résidentielles* devait s'étendre sur une période de sept ans pour être rentable, qu'il consistait en l'installation gratuite d'équipements domotiques et que les clients n'auraient pas accès aux avantages de la tarification dynamique pour éviter une double rémunération des kW effacés. La Régie notait que le Distributeur soulignait aussi que l'intérêt de mesures comme la domotique était justement de pouvoir profiter de la tarification dynamique. Elle concluait :

« [564] Même si les participants n'ont pas à modifier leur comportement pendant les périodes de pointe, puisque leurs équipements seront télécommandés par le Distributeur, ces interventions auront nécessairement un impact sur leur consommation. De ce fait, il y a lieu de clarifier comment ces participants seront convaincus, à partir du deuxième hiver, d'accepter que leurs équipements continuent d'être contrôlés par le Distributeur, sans aucun bénéfice en retour, la perception de la nouveauté et de l'intérêt des équipements domotiques pouvant s'effriter rapidement avec le temps. »

Elle faisait alors la demande suivante :

« [566] **La Régie demande toutefois au Distributeur de clarifier comment il entend intéresser les participants à accepter d'être interrompus en période de pointe, sans aucune rémunération.** »

Demandes :

12.1 Veuillez indiquer si la rétribution aux clients participants mentionnée en référence ii) est la réponse du Distributeur à la demande de la Régie au paragraphe 566 de sa décision D-2019-027 et en quoi cette rétribution est différente des options tarifaires pour la pointe critique.

Réponse :

1 **Une rétribution des clients participants pourrait en effet permettre de les**
2 **intéresser à accepter d'être interrompus en période de pointe, comme le**
3 **suggère la Régie dans cette décision. Le Distributeur réitère toutefois que les**
4 **décisions relatives à la rétribution des participants, de même que la forme ou**
5 **la valeur de celle-ci, est du ressort d'Hilo et non du sien.**

6 **Quant à la rétribution des clients adhérant à l'option de crédit hivernal ou au**
7 **tarif Flex D, elle vise le même objectif, soit encourager la participation des**
8 **clients. Dans ce cas, et contrairement à Hilo, la rétribution est fixée et versée**
9 **par le Distributeur. Le montant de cette rétribution est également approuvé par**
10 **la Régie.**

12.2 Veuillez confirmer que le principe de la tarification dynamique est de rémunérer un client chaque hiver, à la seule condition que ce client abaisse ses charges en période de pointe.

Réponse :

11 **Le Distributeur le confirme.**

12.3 Veuillez confirmer que le premier objectif visé par l'offre Hilo est la réduction de puissance à la pointe.

Réponse :

12 **Le Distributeur le confirme.**

12.4 Veuillez confirmer que la seule différence entre les deux interventions décrites plus haut réside dans le contrôle des charges en période de pointe : assumé par une personne mandatée par le Distributeur (un agrégateur), dans le cas de l'offre Hilo, ou par le client consommateur, pour la tarification dynamique, ce consommateur pouvant par ailleurs se faire offrir par le marché des options pour répondre de façon automatisée au signal tarifaire de pointe du Distributeur.

Réponse :

- 1 Le Distributeur confirme que, pour sa clientèle et en ce qui concerne les
2 événements de GDP, la différence principale entre les deux options réside dans
3 le contrôle exercé sur les mesures de réduction. Dans le premier cas, Hilo
4 exerce un contrôle direct sur les charges des clients participants. Dans le
5 second, les clients sont responsables de mettre en place les mesures pour
6 réduire leur charge, qu'ils aient recours ou non à des outils de gestion de leur
7 demande.
8 Voir également la réponse à la question 10.15.

EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

- 13. Références :** (i) Pièce [B-0007](#), p. 24 et 25;
(ii) Décision [D-2019-088](#), par. 189 à 271, p. 53 à 78.

Préambule :

- (i) « Hydro-Québec, Transition énergétique Québec (TEQ) de même que les fabricants d'équipements contribueront, par leurs efforts, à l'amélioration de l'efficacité énergétique du marché résidentiel. Concrètement, ces efforts devraient se refléter dans :
- a. la mise à jour du code de construction, la norme Novoclimat 2.0 et les subventions associées qui ont une incidence directe sur l'amélioration de l'enveloppe thermique ;
 - b. une pénétration accrue des thermopompes sur le marché, autant pour la climatisation que pour le chauffage principal ;
 - c. la progression de la diffusion des ampoules DEL chez la clientèle résidentielle, lesquelles sont, par ailleurs, fortement favorisées dans les nouvelles constructions ;
 - d. les gains d'efficacité pour les nouveaux gros électro-ménagers provenant notamment du remplacement d'appareils énergivores.

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. »

- (ii) Décision relative à l'approbation des programmes et des mesures du Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétique du Québec 2018-2023 (le Plan directeur 2018-2023), sous la responsabilité des distributeurs d'énergie ainsi que sur l'apport financier nécessaire à leur réalisation; section relative aux programmes et mesures sous la responsabilité d'Hydro-Québec Distribution.

Demandes :

- 13.1 Le Distributeur indique que la prévision de la demande sur l'horizon du Plan tient compte de l'impact des différents programmes relatifs aux mesures en efficacité

énergétique (référence (i)). À cet égard, veuillez élaborer sur l'état d'avancement du PGEÉ du Distributeur, notamment dans quelle mesure celui-ci suit la prévision associée aux montants autorisés par la Régie dans sa décision D-2019-088 (référence (ii)).

Réponse :

1 **Après deux années complétées du *Plan directeur en transition, innovation et***
2 ***efficacité énergétique du Québec 2018-2023*, le Distributeur dépasse ses cibles**
3 **énergétiques, soit un taux de réalisation de 116 %. À cet effet, le Distributeur**
4 **transmettra à la Régie, dans le cadre des Renseignements à fournir en vertu de**
5 **l'article 75.1 de la LRÉ, le suivi annuel des interventions en efficacité**
6 **énergétique pour l'année 2019 en lien avec les cibles prévues au Plan directeur.**

13.2 Veuillez quantifier les économies d'énergie totales résultant des mesures gouvernementales, des programmes du Distributeur.

Veuillez quantifier les économies d'énergie totales résultant des différentes mesures et initiatives du secteur privé qui ne sont pas sous le contrôle du Distributeur.

Réponse :

7 **Le Distributeur n'est pas en mesure de fournir la segmentation des économies**
8 **d'énergie demandée.**

9 **Pour établir son positionnement de la prévision de l'impact des interventions en**
10 **efficacité énergétique, le Distributeur utilise des informations portant sur**
11 **l'évolution de l'efficacité énergétique des usages finaux fournies par l'*Energy***
12 ***Forecasting Group*. Il les ajuste ensuite selon les modalités des programmes,**
13 **mesures ou autres initiatives en vigueur au Québec. Ce positionnement est**
14 **ensuite intégré par l'entremise de paramètres ajustés de façon globale dans ses**
15 **modèles de prévision.**

16 **Ainsi, comme énoncé dans la pièce HQD-2, document 2 (B-0007), le Distributeur**
17 **prévoit sur l'horizon du Plan que l'ensemble des programmes, mesures et autres**
18 **initiatives en efficacité énergétique contribueront à réduire les ventes**
19 **résidentielles et commerciales de près de 6 TWh. Pour ce qui du secteur**
20 **industriel, les efforts en efficacité énergétique sont captés dans la baisse de**
21 **l'intensité énergétique.**

RÉSEAUX AUTONOMES
IMPACT DE L'OCTROI DE 10 kWh SUPPLÉMENTAIRES AU TARIF
DE LA PREMIÈRE TRANCHE DU TARIF DN SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
ET EN PUISSANCE

- 14. Références :** (i) Dossier R-4057-2018 – phase 2, Pièce [B-0214](#), p. 6 ;
(ii) Dossier R-4057-2018 – phase 2, Pièce [B-0214](#), p. 34 ;
(iii) Dossier R-4057-2018 – phase 2, Pièce [B-0214](#), p. 30 [et 35](#);
(iv) Pièce [B-0010](#), p. 54 à 63;
(v) Pièce [B-0010](#), p. 64 à 73;
(vi) Pièce [B-0010](#), p. 74 à 78;
(vii) Pièce [B-0010](#), p. 33.

Préambule :

(i) Dans le cadre de la demande tarifaire 2019-2020, donc avant la décision faisant passer le seuil de la première tranche de consommation des tarifs domestiques de 30 kWh/jour à 40 kWh/jour, le Distributeur dresse le portrait suivant de ses clients au tarif DN et quantifie la part de leur consommation en 2^e tranche.

TABLEAU R-1.1 :
RÉPARTITION DES ABONNEMENTS AU TARIF DN PAR TYPE DE CLIENTS

| Clients | Tous | | Jamais en 2 ^e tranche | | Parfois en 2 ^e tranche | | Plus de 30 % en 2 ^e tranche | |
|---------------------------------------|--------------|-------------|----------------------------------|------------|-----------------------------------|------------|--|-----------|
| | Nb | % | Nb | % | Nb | % | Nb | % |
| Administration régionale Kativik | 175 | 3% | 130 | 3% | 39 | 3% | 6 | 2% |
| Commission Scolaire Kativik | 415 | 7% | 329 | 7% | 61 | 4% | 25 | 8% |
| La Société Makivik | 23 | 0% | 21 | 0% | 1 | 0% | 1 | 0% |
| Office municipal d'habitation Kativik | 4 392 | 70% | 3 169 | 71% | 1 035 | 70% | 188 | 61% |
| Particuliers | 333 | 5% | 147 | 3% | 163 | 11% | 23 | 7% |
| Autres ¹ | 896 | 14% | 658 | 15% | 173 | 12% | 65 | 21% |
| Total | 6 234 | 100% | 4 454 | 71% | 1 472 | 24% | 308 | 5% |

¹ Les abonnements "Autres" sont des abonnements pour usage domestique dont le responsable n'est pas inclus dans les autres catégories.

(ii) « Le prix de 1,89 \$/litre en vigueur au Nunavik durant la saison 2018-2019, tel qu'il est publié par la Régie dans le relevé hebdomadaire des prix du mazout léger de la semaine du 24 juin 2019, correspond à un prix de 26 ¢/kWh-équivalent¹. [Note 1] En supposant une valeur calorifique de l'électricité de 3,6 MJ/kWh et du mazout de 37,5 MJ/litre, et un taux d'efficacité du système de mazout de 70 %. ».

(iii) À la page 30 :

« Selon le Distributeur, le fait de ne pas avoir constaté la présence de chauffage d'appoint électrique à l'intérieur d'un logement au cours d'un audit n'est pas suffisant pour en prouver l'absence. Le Distributeur tient également à préciser que le fait qu'une consommation soit supérieure à la consommation moyenne des clients chauffant à l'électricité n'est pas non plus suffisant pour prouver la présence de chauffage d'appoint électrique. »

Page 35 :

« [...] considérant que 95 % des résidents du Nunavik habitent des logements gérés par des organismes et qu'ils ne reçoivent pas de facture d'électricité, ceux-ci ne percevront pas cette économie. De ce fait, il est peu plausible qu'ils modifient leurs habitudes de consommation relatives au chauffage puisque le signal de prix associé à leur consommation d'électricité ne se rend pas jusqu'à eux. [...]« Toute augmentation de charge au Nunavik, qu'elle soit attribuable à la croissance des abonnements ou à l'ajout de chauffage d'appoint électrique, peut causer un devancement d'investissement. Le Distributeur estime toutefois que l'impact possible sur la demande d'électricité au tarif DN d'une augmentation de l'utilisation du chauffage d'appoint électrique est marginal. » [nous soulignons]

- (iv) 7.3. Prévision de la demande 2019-2029 par territoires et par réseaux.
- (v) 7.4. Comparaison des prévisions par rapport au Plan 2017-2026.
- (vi) 7.5. Bilan en puissance par réseaux.
- (vii) Tableau 5.1 – Marge de puissance par réseau après application du critère de fiabilité.

La Régie constate aux références (i) et (ii) que :

- 95 % des abonnés au tarif DN ne sont pas des particuliers mais des institutions ou des gestionnaires de parcs immobiliers qui gèrent leur budget avec l'aide de professionnels.
- 4 454 abonnés sur un total de 6 234 ne consomment jamais plus de 30 kWh/jour et auraient donc droit à plus de 10 kWh par jour au tarif de 6,08 ¢/kWh (au 1^{er} avril 2019) après le passage de la 1^{ère} tranche à 40 kWh par jour.

Demandes :

- 14.1 Veuillez confirmer que 95 % des résidents du Nunavik n'ont pas intérêt à changer leurs habitudes de chauffage, parce que les économies générées ne se rendraient pas jusqu'à eux, mais que les gestionnaires des parcs immobiliers où ils sont logés y auraient, quant à eux, un intérêt direct.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur confirme que 95 % des abonnements au nord du 53^e parallèle**
2 **sont reliés à des logements gérés par l'Office municipal d'habitation Kativik ou**
3 **par différents organismes présents au Nunavik. Comme les locataires ne**
4 **reçoivent pas de factures, ils ne perçoivent pas le signal de prix qui les inciterait**
5 **à changer leurs habitudes de consommation. Il est donc peu plausible que les**
6 **locataires modifient leurs habitudes de consommation. Les gestionnaires des**
7 **parcs immobiliers ont toutefois intérêt à inciter leurs locataires à faire une**
8 **utilisation efficace de l'électricité.**

14.2 Veuillez élaborer sur l'impact potentiel, sur la prévision de la demande au Nunavik, de la hausse de 10 kWh/jour du seuil de la 1^{ère} tranche du tarif DN. Veuillez notamment élaborer sur l'impact des économies potentielles, pour les clients au tarif DN, des économies d'énergie qui peuvent être réalisées dans le secteur de la chauffe, en lien avec le rehaussement du seuil de la 1^{ère} tranche du tarif.

Réponse :

1 **Comme mentionné en réponse aux questions 10.2 et 10.3 de la demande de**
2 **renseignements n° 9 de la Régie dans le dossier R-4057-2018 Phase 2¹¹, l'impact**
3 **potentiel sur la demande d'électricité de la hausse du seuil de la 1^{ère} tranche**
4 **d'énergie du tarif DN est considéré comme marginal puisque la presque totalité**
5 **des résidents du Nunavik habitent des logements gérés par des organismes.**
6 **En effet, ils ne reçoivent pas de facture d'électricité et, ainsi, ne percevraient**
7 **donc pas les économies potentielles qui pourraient être réalisées en utilisant**
8 **l'allocation additionnelle de 10 kWh/jour du seuil de la 1^{ère} tranche pour**
9 **satisfaire des besoins de chauffage.**

10 **De surcroît, le Distributeur tient à préciser qu'une grande majorité des clients**
11 **consomment bien en deçà du seuil de 30 kWh par jour. Ainsi, le Distributeur**
12 **n'anticipe pas une hausse de la consommation découlant de l'augmentation du**
13 **seuil de la 1^{ère} tranche.**

14 **Par conséquent, le Distributeur n'intègre aucun impact relié à la hausse du seuil**
15 **de la 1^{ère} tranche dans sa prévision de la demande.**

14.3 Veuillez déposer, pour les réseaux du Nunavik, une mise à jour des références (iv) à (vii) en précisant les hypothèses retenues pour cette mise à jour, reflétant notamment l'impact de la hausse du seuil de la 1^{ère} tranche du tarif DN.

Réponse :

16 **Voir la réponse à la question 14.2.**

14.4 Veuillez fournir un estimé de l'impact de cette mise à jour sur la différence annuelle entre les coûts associés aux réseaux autonomes et les revenus de leurs ventes d'électricité.

Réponse :

17 **Voir la réponse à la question 14.2.**

14.5 Veuillez fournir un estimé de l'augmentation des émissions de GES des réseaux du Nunavik découlant de cette mise à jour.

¹¹ Dossier R-4057-2018 Phase 2, pièce HQD-20, document 1 (B-0214).

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 14.2.

14.6 Veuillez élaborer sur la pertinence et l'opportunité d'introduire un élargissement de l'interdiction, au Nunavik des usages thermiques de l'électricité au secteur résidentiel, pour limiter l'usage de l'électricité aux usages de base qui, tel que mentionné en référence (iii), n'ont pas raison d'augmenter suite à l'augmentation du seuil de la 1^{ère} tranche.

Réponse :

2 Le Distributeur considère que les frais spéciaux de raccordement de 5 000 \$,
3 facturés aux clients au nord du 53^e parallèle, de même que le prix dissuasif de
4 la 2^e tranche d'énergie, continuent d'agir comme des incitatifs forts visant une
5 utilisation efficace de l'électricité, et ce, même dans le contexte de
6 l'augmentation du seuil de la 1^{ère} tranche d'énergie au tarif DN. Pour cette raison,
7 le Distributeur ne voit pas la pertinence d'élargir l'interdiction aux usages
8 thermiques de l'électricité au secteur résidentiel. Dans sa décision D-2019-130,
9 paragraphe 64, la Régie a d'ailleurs reconnu que les mesures actuelles pour
10 limiter le chauffage d'appoint électrique semblent suffisantes.

RÉSEAUX AUTONOMES
PRINCIPES DIRECTEURS DE PROJETS DE TRANSITION
ET FIABILITÉ DE SERVICE AU MOINDRE COÛT

15. Références : (i) Pièce [B-0005](#), p. 14;
(ii) Pièce [B-0010](#), p. 29.

Préambule :

(i) « Pour intégrer de l'énergie renouvelable dans un réseau autonome, l'ajout de batteries de stockage n'est pas suffisant pour assurer la fiabilité du service. Une deuxième source de production doit être disponible en tout temps et, pour cette raison, une alimentation au diesel devra être maintenue. Pendant la période du présent Plan, certains groupes diesels permanents devront ainsi être remplacés ou ajoutés. » [nous soulignons]

(ii) « Le critère de fiabilité basé sur la puissance garantie est appliqué dans l'ensemble des 22 réseaux autonomes. Dans un réseau avec plusieurs centrales, le critère s'applique à l'ensemble du réseau (puissance installée de l'ensemble des centrales) et non à chacune des centrales (par exemple, Lac Robertson et Schefferville).

Dans le cas d'un producteur hydroélectrique privé, la puissance du groupe le plus puissant correspond à la puissance installée de ce producteur (par exemple, Inukjuak). »

Demandes :

15.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie selon laquelle la conversion d'un réseau autonome dont la centrale diesel est à la limite du respect du critère de fiabilité avec une centrale à énergie renouvelable comprenant un seul groupe de production amène à long terme peu de réduction des besoins de puissance installée en groupes diesel du Distributeur et pourrait même amener à ajouter de nouveaux groupes pour assurer la fiabilité en puissance en plus du projet de transition pour répondre à la croissance de la demande.

15.1.1 Si cette compréhension est exacte, veuillez commenter la pertinence d'ajouter un critère permettant de guider les décisions de projets de transition basés sur une centrale à énergie renouvelable, qui pourrait être formulé ainsi : « *que la centrale soit constituée de plus d'un groupe de production, de façon à ce qu'en cas de défaillance du plus gros d'entre eux, les groupes restants, plus l'ancienne centrale diesel de réserve, soient suffisants pour garantir le respect du critère de fiabilité en puissance pour au moins xy années [à définir].* » Le cas échéant, veuillez proposer un autre critère.

15.1.2 Sinon, veuillez élaborer.

Réponse :

1 **Le Distributeur souligne d'emblée que les centrales à énergie renouvelable**
2 **avec des sources intermittentes telles que l'énergie éolienne et solaire ne**
3 **permettent pas de garantir une puissance disponible à la pointe. Dans ce cas,**
4 **la puissance installée de la centrale à énergie renouvelable n'est pas**
5 **considérée dans le calcul du critère de fiabilité en puissance.**

6 **Toutefois, dans le cas où de la puissance disponible peut être garantie à la**
7 **pointe, la centrale privée à énergie renouvelable est considérée comme un**
8 **groupe installé supplémentaire dans le calcul du critère de fiabilité en**
9 **puissance du réseau. Il n'est donc pas exact d'affirmer que l'ajout de la**
10 **puissance de source renouvelable amène à long terme peu de réduction des**
11 **besoins en puissance installée.**

12 **Dans le contexte d'une centrale privée, le Distributeur considère le tout comme**
13 **un seul groupe même si la centrale privée possède deux groupes, par exemple,**
14 **car le Distributeur n'a pas de certitude sur la redondance des autres**
15 **équipements et la disponibilité de la ressource. La perte d'un équipement non**
16 **redondant ou de la ressource renouvelable amènera une perte de production**
17 **des deux groupes. C'est pourquoi, à Inukjuak, le Distributeur ne considère pas**
18 **distinctement la puissance des deux groupes du producteur privé dans le**
19 **calcul du critère de fiabilité en puissance.**

**RÉSEAUX AUTONOMES
COORDINATION DES PROJETS DE CONVERSION À L'ÉNERGIE
RENOUVELABLE DU DISTRIBUTEUR AVEC CEUX DE TEQ**

- 16. Références :** (i) Pièce [B-0010](#), p. 21;
(ii) Dossier R-4043-2018, pièce [B-0005](#), p. 223;
(iii) Pièce [B-0010](#), p. 39 et 40.

Préambule :

(i) « Le Distributeur vise toujours à convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité des réseaux autonomes vers des sources d'énergies plus propres et moins chères. Comme annoncé dans l'État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026, la stratégie d'appels de propositions au marché a été revue pour mieux l'adapter au contexte d'affaires particulier de certaines communautés et à la complexité que pose l'intégration d'énergie renouvelable dans ses installations. » [nous soulignons]

(ii) Dans le cadre du Plan directeur 2019-2023 de Transition énergétique Québec (TEQ), un budget de 26,6 M\$ est prévu d'ici 2023 en lien avec des activités sous la responsabilité de TEQ. Ces activités, dont les impacts restent à définir, sont liées à l'intégration des énergies renouvelables aux réseaux isolés :

| | | | | |
|---|-----|----|----|---------------|
| 80. Évaluer et mettre à l'essai différents scénarios de fourniture d'énergie dans les réseaux autonomes | IND | DC | DC | 26 600 000 \$ |
| 80.1. Intégrer l'énergie renouvelable dans les réseaux isolés (TEQ) | IND | DC | DC | 26 600 000 \$ |

(iii) Le Distributeur présente sa stratégie de conversion des réseaux autonomes. Il conclut ainsi :

« Dans tous les cas, le Distributeur s'assurera que les projets de conversion qu'il privilégiera respecteront les quatre critères suivants :

- fiabilité d'alimentation ;
- acceptabilité sociale ;
- réduction des coûts pour le Distributeur ;
- réduction de l'empreinte environnementale.

Dans ce contexte, le Distributeur évaluera au moment opportun, le coût des différentes alternatives d'alimentation spécifiques à chacun des réseaux.

Par ailleurs, afin de préparer ses installations à l'intégration d'énergie renouvelable, le Distributeur a entrepris la modernisation des automatismes de ses centrales diesel et étudie la possibilité d'ajouter des systèmes de stockage dans six réseaux autonomes. » [nous soulignons]

Demandes :

16.1 Veuillez fournir la liste des six réseaux (référence (iii)) où le Distributeur envisage l'intégration d'énergie renouvelable et la possibilité d'ajouter des systèmes de

stockage. Veuillez expliquer le choix de ces réseaux. Veuillez notamment préciser si des scénarios de production centralisée d'énergie renouvelable permettant de couvrir les besoins d'électricité de ces réseaux ont été envisagés pour ces réseaux.

Réponse :

1 **Les six réseaux à l'étude pour l'intégration d'énergie renouvelable et l'ajout de**
2 **systèmes de stockage sont ceux où la modernisation des automatismes de**
3 **centrales est terminée ou sur le point de l'être. Il s'agit des réseaux d'Akulivik,**
4 **Puvirnituaq, Kangiqsuallujuaq, Kangiqsujaq, Kuujjuarapik-Whapmagoostui et**
5 **Kuujjuaq. Les projets d'énergie renouvelable envisagés sont effectivement des**
6 **projets de production d'énergie éolienne centralisés.**

16.2 Veuillez indiquer la manière dont le Distributeur et TEQ coordonnent leur stratégie de déploiement de l'énergie renouvelable en réseaux autonomes.

Réponse :

7 **Un suivi régulier est réalisé entre le Distributeur et TEQ sur les dossiers de**
8 **conversion et sur les mesures d'efficacité énergétique en réseaux autonomes**
9 **notamment. L'implication de TEQ dans le projet de conversion du réseau**
10 **d'Inukjuak à l'énergie renouvelable (projet Innavik) ou dans le projet pilote de**
11 **production solaire en aval du compteur à Quaqtac en sont des exemples.**

16.2.1 Pour illustrer votre réponse, veuillez indiquer si le déploiement d'autres projets de production d'électricité par énergie renouvelable ont été envisagés à Inukjuak, dans le contexte des importants surplus de la future centrale hydroélectrique à l'horizon du Plan et du contrat forfaitaire signé par le Producteur pour acquérir sa production.

Réponse :

12 **Le Distributeur n'envisage pas d'autres projets d'énergie renouvelable à**
13 **Inukjuak.**

16.3 Veuillez fournir une liste des réseaux autonomes où le déploiement de projets de production décentralisée d'énergie renouvelable serait opportun.

Réponse :

14 **Un premier projet pilote de production décentralisée d'énergie renouvelable a**
15 **débuté à Quaqtac en septembre 2019. Avec un historique de deux ans, le**
16 **Distributeur sera en mesure d'analyser la performance et la rentabilité de ces**
17 **systèmes de production décentralisée. À ce moment, il sera en mesure**
18 **d'identifier des réseaux où cette technologie pourrait rencontrer les critères**

- 1 reconnu par la Régie en réseaux autonomes (fiabilité d'alimentation,
2 acceptabilité sociale, réduction des coûts et de l'empreinte environnementale
3 pour le Distributeur).

RÉSEAUX AUTONOMES – ÎLES DE LA MADELEINE CONVERSION À L'ÉLECTRICITÉ DES CLIENTS CHAUFFANT AU MAZOUT

17. Référence : Pièce [B-0010](#), p. 37, 39, 54, 64, 82.

Préambule :

Page 37 :

« [...] pour les IDLM, le Distributeur a mis en place un plan de transition pour le PUEÉ qui permettra de prendre un virage énergétique harmonieux en effectuant le remplacement graduel des systèmes de chauffage au combustible des clients participant au programme par des équipements à l'électricité. Pour le moment, le Distributeur vise la rétention de la clientèle inscrite au PUEÉ d'ici le raccordement afin d'éviter de surcharger la centrale thermique. Enfin, le PUEÉ continue d'être offert dans les réseaux admissibles. »

Page 39 :

« 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. »

Page 54 :

« La croissance de la pointe supérieure à celle de la demande en énergie s'explique entre autres par la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout arrivés en fin de vie utile vers des systèmes de chauffage électriques. »

Page 64 :

« Sur la période prévisionnelle de 2019 à 2026, les écarts découlent en grande partie des éléments suivants :

- le raccordement des IDLM au réseau intégré ainsi que la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout vers des systèmes à l'électricité pour les années précédant le raccordement; » [nous soulignons]

Page 82, au tableau 7.8.2., en lien avec les Iles-de-la-Madeleine (IDLM) sous le titre *Subvention pour le remplacement* :

« Si équipement non fonctionnel : remplacé par équipement à l'électricité. Montant maximum déterminé. »

Demands :

- 17.1 Veuillez fournir un estimé des pourcentages total et annuels du nombre de systèmes au mazout que le Distributeur prévoit, dans ses prévisions de la demande aux IDLM, convertir à l'électricité avant la mise en service du projet de raccordement.

Réponse :

- 1 **Le Distributeur prévoit un taux de conversion annuel des systèmes de**
2 **chauffage à combustible vers des systèmes électriques de près de 5 % au cours**
3 **de la période avant raccordement des Îles-de-la-Madeleine.**
4 **Cela implique qu'une fois le raccordement complété, la proportion de clients**
5 **déjà convertis à l'électricité pourrait atteindre jusqu'au tiers de la clientèle**
6 **inscrite au PUEÉ.**

- 17.2 Veuillez confirmer que la conversion à l'électricité pendant les années précédant le raccordement est strictement limitée aux clients dont les équipements de chauffe au mazout sont arrivés en fin de vie utile. Sinon, veuillez expliquer.

Réponse :

- 7 **La conversion à l'électricité pendant les années précédant le raccordement est**
8 **limitée aux clients dont les équipements de chauffage au combustible sont en**
9 **bris non réparables. Ces équipements sont principalement au mazout puisque**
10 **les installations d'équipements au propane sont récentes, datant de 2015.**
11 **Toutefois, il pourrait arriver qu'un équipement au propane soit défectueux et**
12 **irréparable.**

- 17.3 Veuillez confirmer que le PUEÉ aux IDLM n'est plus accessible à de nouveaux clients ou pour le remplacement d'équipements au mazout en fin de vie mais qu'il reste offert aux clients qui continueront de se chauffer au mazout jusqu'à la mise en service du projet de raccordement. Sinon, veuillez justifier.

Réponse :

- 13 **Le PUEÉ se poursuit dans sa forme actuelle jusqu'au raccordement. Toutefois,**
14 **le programme n'est plus offert aux nouvelles constructions, aux**
15 **agrandissements ainsi qu'aux remplacements d'équipements au mazout et au**
16 **propane.**

IMPACT ET MISE À JOUR DE LA NOUVELLE OPTION DE MESURAGE NET EN RÉSEAUX AUTONOMES

18. **Références**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 40;
 - (ii) Décision [D-2019-027](#), par. 756;
 - (iii) Décision [D-2019-173](#), p. 23.

Préambule :

- (i) À propos de Quaqaq, le Distributeur explique :

« *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 Quaqaq. Le projet pilote vise ainsi deux objectifs précis : l'évaluation économique et la performance de ce type de solution en réseau autonome.*

Ces projets pilotes permettent l'acquisition de connaissances nécessaires à la conversion des réseaux autonomes du Nunavik, notamment en permettant de comparer différentes approches d'intégration et de combinaisons de sources d'énergie renouvelable. » [nous soulignons]

Et à propos de Tasuijaq :

« *Une intégration plus importante d'énergie renouvelable dans ce réseau pourrait se faire dans un deuxième temps en partenariat avec les organisations inuites mentionnées précédemment.* » [nous soulignons]

- (ii) « [753] *Dans sa décision D-2018-025, la Régie a demandé au Distributeur de présenter un suivi de la réponse de la clientèle résidentielle des réseaux autonomes à l'option III de mesurage net pour autoproducteurs et, le cas échéant, de proposer certains aménagements si la preuve montrait que ces systèmes, en devenant plus nombreux, mettent en danger la fiabilité de ces réseaux.*

[754] *Depuis le 1er avril 2018, aucun nouveau client n'a adhéré à cette option.*

[755] *Dans sa décision D-2018-025, la Régie demandait également au Distributeur d'étudier la possibilité, les avantages opérationnels et les difficultés d'implantation d'une option tarifaire visant à valoriser, au taux de l'option III, l'énergie renouvelable produite et utilisée directement par l'autoproducteur et à ne pas encourager l'injection d'énergie sur le réseau à des périodes où elle pourrait mettre en danger sa stabilité.*

[756] ***La Régie prend acte du suivi fait par le Distributeur à l'effet qu'il n'y a eu aucun nouvel adhérent à l'option de mesurage net en réseaux autonomes depuis le 1er avril 2018. Elle réitère sa demande d'étude d'une option visant à mieux valoriser l'énergie produite par les autoproducteurs, sans encourager l'injection d'énergie dans le réseau***

aux heures de faible demande. Elle considère qu'il sera opportun d'en traiter en même temps que sera étudiée la mise à jour de l'option de mesurage net en réseau intégré. »
[nous soulignons]

(iii) « [76] La Régie constate que, particulièrement durant les premières années du Contrat mais également sur toute sa durée, d'importantes quantités d'énergie contractuelle demeureront inutilisées. Puisque le prix de l'électricité pour l'énergie contractuelle est un montant annuel forfaitaire, toute vente additionnelle de l'énergie contractuelle se ferait à coût nul. Ces ventes additionnelles augmenteraient donc sensiblement la rentabilité économique du Projet ainsi que ses bénéfices environnementaux. De plus, l'analyse économique annuelle déposée par le Distributeur démontre que la réduction des coûts d'approvisionnement ne se concrétisera pas durant les premières années mais se révélera plutôt au fil du temps.

[77] Comme les surplus hydroélectriques seront importants et facilement exploitables principalement dans les premières années du Projet, la Régie demande au Distributeur de développer une stratégie de valorisation de ces surplus dont certains éléments pourraient entrer en vigueur dès le début du Contrat en 2022. » [note de bas de page omise]

Demandes :

18.1 Veuillez présenter un suivi de la réponse de la clientèle résidentielle des réseaux autonomes à l'option III de mesurage net pour autoproducteurs. Veuillez également présenter les prévisions du Distributeur, en lien avec le déploiement de cette option dans chacun des réseaux à l'horizon du Plan.

Réponse :

1 **Il y avait cinq clients inscrits à l'option III en date du 31 décembre 2019.**

2 **Aux fins de la prévision, le Distributeur anticipe que le déploiement de**

3 **l'option III de mesurage net demeurera marginal durant la période couverte par**

4 **le Plan. Ce positionnement est justifié par le plafonnement du montant crédité**

5 **aux adhérents en raison de la faible consommation unitaire dans les réseaux**

6 **autonomes, essentiellement en 1^{re} tranche d'énergie. En d'autres termes, la**

7 **rentabilité des systèmes photovoltaïques est limitée par le coût de l'énergie de**

8 **la facture du client. Par ailleurs, le Distributeur est d'avis que d'autres**

9 **considérations pourraient constituer des obstacles à la diffusion de systèmes**

10 **photovoltaïques tels que les coûts d'installation supérieurs en régions**

11 **éloignées ainsi que des enjeux associés à l'entretien et à l'exploitation de ces**

12 **systèmes.**

13 **De surcroît, la diffusion de l'autoproduction solaire n'aurait aucune incidence**

14 **sur la marge de puissance, telle que présentée au tableau 5.1 de la pièce HQD-3,**

15 **document 1 (B-0010). En effet, la production solaire n'a aucun impact sur la**

16 **pointe des réseaux du Nunavik.**

18.2 Veuillez élaborer sur la position du Distributeur quant au statut de l'option III de mesurage net, dans le contexte de surplus hydroélectriques à valoriser du contrat d'approvisionnement pour le réseau d'Inukjuak.

Réponse :

1 Comme mentionné en réponse à la question 4.1 à la demande de
2 renseignements n° 2 de la Régie dans le cadre du dossier R-4091-2019, à la
3 pièce HQD-2, document 1.1 (B-0023), il n'y a actuellement aucun client dans le
4 réseau d'Inukjuak à l'option de mesurage net. Afin de valoriser la
5 consommation hydroélectrique, le Distributeur propose d'appliquer aux
6 éventuels autoproducteurs du réseau d'Inukjuak l'option I de mesurage net
7 plutôt que l'option III comme c'est d'ailleurs le cas dans les réseaux autonomes
8 de Schefferville et du Lac-Robertson où la production d'électricité est de source
9 hydroélectrique.

18.3 De façon plus générale, veuillez présenter l'état d'avancement de l'étude du Distributeur d'une option visant à mieux valoriser l'énergie produite par les autoproducteurs, sans encourager l'injection d'énergie dans les réseaux aux heures de faible demande. Veuillez préciser le moment et le forum où le Distributeur prévoit déposer cette étude.

Réponse :

10 Voir la réponse à la question 11.5.

19. Références
- (i) Décision [D-2017-140](#), p.72;
 - (ii) Décision [D-2017-140](#), p.96;
 - (iii) [État d'avancement du Plan 2018](#), p. 24;
 - (iv) [Pièce B-0010, p. 41](#).

Préambule :

(i) « [230] La Régie invite, par ailleurs, le Distributeur à échanger avec la PNW quant à l'admissibilité des charges de l'aréna de Whapmagoostui, dans le respect des principes règlementaires et de l'intérêt de l'ensemble de la clientèle. À cet égard, la Régie demande au Distributeur de faire un suivi dans les états d'avancements du Plan. En ce qui a trait à la compensation monétaire demandée par la PNW, la Régie tient à souligner qu'une telle demande relève de la compétence des tribunaux de droit judiciaire. »

(ii) « [308] En ce qui a trait au réseau desservant les communautés de Whapmagoostui et de Kuujjuarapik, la Régie demande au Distributeur de mettre en place un processus visant la collaboration des deux communautés. Le Distributeur devra faire rapport de l'évolution de ces travaux dans les états d'avancement du Plan. » [nous soulignons]

(iii) « À ce jour, le Distributeur est en attente des détails techniques relatifs au régime d'exploitation des charges de l'aréna pour évaluer la possibilité de raccorder celles-ci au réseau de distribution. En outre, le Distributeur prévoit s'enquérir de l'avancement et des résultats du projet de cogénération à biomasse forestière piloté par la communauté de Whapmagoostui pour alimenter son aréna.

Le Distributeur attend également des autorités locales qu'elles se prononcent sur leurs conditions de participation à un projet d'énergie renouvelable. »

(iv) « **Kuujuarapik-Whapmagoostui**

Un projet de production d'énergie éolienne a été soumis au Distributeur par un promoteur issu des communautés crie et inuite. Le Distributeur en évalue actuellement les aspects technico-économiques. Si cette évaluation est concluante, le Distributeur amorcera la négociation d'un contrat d'approvisionnement en électricité. »

Demandes :

19.1 Veuillez préciser les hypothèses, relatives aux discussions en cours avec les différentes communautés, prises en compte dans la prévision de la demande, d'une part, et des moyens d'approvisionnement, d'autre part, du réseau desservant les communautés de Whapmagoostui et de Kuujuarapik.

Réponse :

1 **Les discussions en cours ont très peu d'impact sur la prévision de la demande**
2 **et ne sont donc pas considérées dans cette dernière. Comme mentionné en**
3 **référence (iv), le Distributeur évalue une proposition d'un promoteur qui**
4 **représente les deux communautés. Considérant que le Distributeur est en**
5 **pourparlers avec ces deux communautés, il est trop tôt pour intégrer l'impact**
6 **de cette nouvelle production dans les moyens d'approvisionnement.**

19.2 Veuillez répondre à la demande de la Régie présentée en référence (ii) de faire rapport sur l'évolution du processus visant la collaboration des deux communautés. Veuillez notamment, dans une perspective technique et économique, préciser s'il y a une compatibilité ou une complémentarité du projet de production éolienne avec celui de cogénération à la biomasse (références (iii) et (iv)) et, dans la négative, laquelle de ces deux options semble celle offrant le meilleur coût.

Réponse :

7 **Dans le cadre du processus visant la collaboration des communautés de**
8 **Whapmagoostui et de Kuujuarapik, le Distributeur a organisé des rencontres**
9 **afin de favoriser leur implication dans le projet cité en référence (iv). Une**
10 **entente de confidentialité a été signée, entre autres, par les deux communautés**
11 **afin de partager l'information sur le projet et de s'entendre sur le partage des**
12 **retombées.**

- 1 **Le Distributeur précise que le projet de biomasse permettant d'alimenter l'aréna**
- 2 **est compatible avec un projet éolien.**