

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 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. 12;
 - (ii) Pièce [B-0007](#), p. 29;
 - (iii) Pièce [B-0007](#), p. 44 à 46.

Préambule :

(i) « *Au secteur industriel, la croissance des ventes attribuables à la reprise des activités chez ABI et à l'activité minière atténuée partiellement les baisses associées aux rationalisations et à la réduction de l'intensité énergétique des sous-secteurs des pâtes et papiers et du pétrole et de la chimie. Sans l'apport des ventes liées à la reprise chez ABI, la croissance moyenne résultante des ventes du secteur industriel aurait été d'environ -0,6 % durant la période 2019-2029.* [nous soulignons]

(ii) « **2.2.3 Secteur industriel**

[...]

- *La décroissance des ventes au secteur des pâtes et papiers s'explique en bonne partie par le contexte d'affaires difficile, notamment pour les médias écrits, et la rationalisation des activités qui devrait se poursuivre au cours des prochaines années (-2,6 TWh). Les difficultés des pâtes et papiers se répercutent en partie au secteur de la chimie, notamment par la baisse de consommation des produits utilisés dans les procédés de transformation.*
- *Par ailleurs, la diminution de l'intensité énergétique dans la plupart des secteurs vient également compenser l'impact favorable de la croissance économique et ainsi affecter à la baisse la croissance prévue.* » [nous soulignons]

(iii) « **2.5 Suivi de la performance prévisionnelle des modèles**

Le suivi de la performance de prévision mesure les écarts entre la demande prévue et celle réalisée à conditions climatiques normales depuis l'introduction des modèles statistiques à usages finaux adoptés en 2012.

Quelques constats peuvent être dégagés :

- *Les écarts de prévision du secteur industriel sont les plus élevés étant donné l'exposition plus forte du secteur aux aléas de l'économie mondiale (par exemple pour le sous-secteur des mines) ainsi qu'à l'impact des conflits de travail.*

- Ce constat est également tiré de l'exercice de balisage de l'Energy Forecasting Group sur la performance des modèles de prévisions des distributeurs électriques en Amérique du Nord.
- Les modèles ont surestimé la demande totale (ventes et besoins) en énergie et puissance, comme l'indique l'écart moyen positif.
- La performance de la prévision est meilleure pour les besoins en puissance qu'en énergie étant donné l'impact proportionnellement plus grand des erreurs de prévision du secteur industriel sur les besoins en énergie que sur ceux en puissance. »

[...]

**TABLEAU 2.14 :
PERFORMANCE DES MODÈLES DE PRÉVISION**

	horizon nombre de prévision ¹		1 an		2 ans		3 ans		4 ans		5 ans		6 ans	
	6	5	Écart moyen ²	Erreur type ³	Écart moyen ²	Erreur type ³	Écart moyen ²	Erreur type ³	Écart moyen ²	Erreur type ³	Écart moyen ²	Erreur type ³	Écart moyen ²	Erreur type ³
Secteurs de consommation														
Résidentiel et agricole	0,7%	1,8%	1,4%	2,1%	2,1%	2,1%	1,6%	1,7%	1,4%	1,5%	0,7%	0,7%		
Commercial et institutionnel	-0,7%	1,3%	-1,2%	1,8%	-1,6%	2,0%	-2,2%	2,3%	-3,3%	3,6%	-5,0%	5,0%		
Industriel PME	1,4%	1,7%	4,1%	4,9%	6,6%	7,0%	6,1%	6,2%	5,9%	6,2%	0,8%	0,8%		
Industriel GE	0,9%	2,8%	3,0%	4,6%	5,8%	6,7%	9,5%	11,6%	11,8%	12,4%	25,6%	25,6%		
Réseaux municipaux	0,7%	1,9%	1,0%	2,5%	1,4%	1,8%	1,8%	1,9%	1,3%	1,4%	1,0%	1,0%		
Ventes régulières au Québec	0,5%	1,2%	1,5%	1,8%	2,7%	2,9%	3,5%	3,9%	3,8%	4,0%	6,8%	6,8%		
Sous-secteurs industriels														
Pâtes et papier	-8,0%	9,3%	-8,6%	10,7%	-10,1%	12,3%	-8,4%	8,9%	-11,6%	11,6%	-13,7%	13,7%		
Pétrole et chimie	4,1%	5,4%	6,9%	8,6%	10,7%	10,8%	13,6%	14,1%	12,0%	12,0%	14,5%	14,5%		
Mines	7,4%	14,7%	14,5%	19,2%	24,8%	25,8%	26,6%	26,8%	28,0%	28,1%	28,8%	28,8%		
Sidérurgie, fonte et affinage	4,7%	9,5%	13,8%	16,2%	25,3%	25,8%	31,5%	31,6%	36,4%	36,5%	40,5%	40,5%		
Divers manufacturiers	-2,4%	4,6%	-2,0%	5,4%	1,8%	7,7%	2,9%	11,4%	5,7%	12,5%	17,6%	17,6%		
Alumineries	4,7%	11,2%	5,8%	14,2%	6,5%	15,3%	10,8%	19,7%	15,7%	17,3%	50,4%	50,4%		
Besoins														
Besoins en énergie	0,5%	1,4%	1,7%	2,0%	3,0%	3,2%	3,8%	4,2%	4,1%	4,3%	7,2%	7,2%		
Besoins en puissance	0,2%	0,6%	0,5%	1,1%	1,1%	1,5%	2,0%	2,2%	2,3%	2,5%	3,1%	3,1%		

Notes:

¹ En énergie, le nombre d'écarts de prévision depuis l'état d'avancement 2012 couvre les années 2013 à 2018 (6 années au maximum). En puissance, le nombre d'écarts de prévision couvre les hivers 2012-

² Moyenne des écarts en pourcentage entre la demande prévue et réel

³ Correspond à la racine carrée de la moyenne du carré des écarts (RCMCE) = Racine ($\sum \text{écart}^2 / \text{nb}$)

. » [nous soulignons]

Demande :

1.1 La Régie note au tableau 2.14 de la référence (iii) que le Distributeur a tendance à surestimer les ventes au secteur industriel et à sous-estimer les ventes au sous-secteur industriel « Pâtes et papiers », entre les années 2013 et 2018. Veuillez indiquer si le Distributeur travaille sur des moyens pouvant réduire les biais d'estimation des ventes au secteur industriel, afin d'améliorer la performance des modèles de prévision. Veuillez élaborer.

- 2. Références :**
- (i) Pièce [B-0024](#), p. 58;
 - (ii) Pièce [B-0046](#), p. 7;
 - (iii) Pièce [B-0007](#), p. 29;
 - (iv) Pièce [B-0007](#), p. 53, Tableau 3.11, Historique des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur;
 - (v) Pièce [B-0007](#), p. 53, Tableau 3.12, Prévision des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur;
 - (vi) Pièce [B-0046](#), p. 8, Tableau R-3.2 : Répartition de la croissance annuelle au secteur résidentiel (GWh);
 - (vii) Pièce [B-0046](#), p. 9, Tableau R-3.3 : Répartition de la croissance annuelle au secteur commercial (GWh).

Préambule :

(i) « 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 :

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

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

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

(vi) Tableau R-3.2 : Répartition de la croissance annuelle au secteur résidentiel (GWh) :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nouveaux abonnements	525	521	451	418	409	397	393	385	375	363
Taux de diffusion du chauffage des locaux	109	112	112	112	110	106	101	95	88	79
Variables économiques, taux de diffusions et autres	602	21	280	252	534	-82	328	213	511	-114
Véhicules électriques	80	91	102	121	152	169	202	186	189	199
Efficacité énergétique	-587	-512	-455	-418	-384	-350	-321	-295	-271	-251
Réchauffement climatique	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70	-70
Photovoltaïque	-60	-46	-57	-66	-76	-88	-102	-118	-136	-158

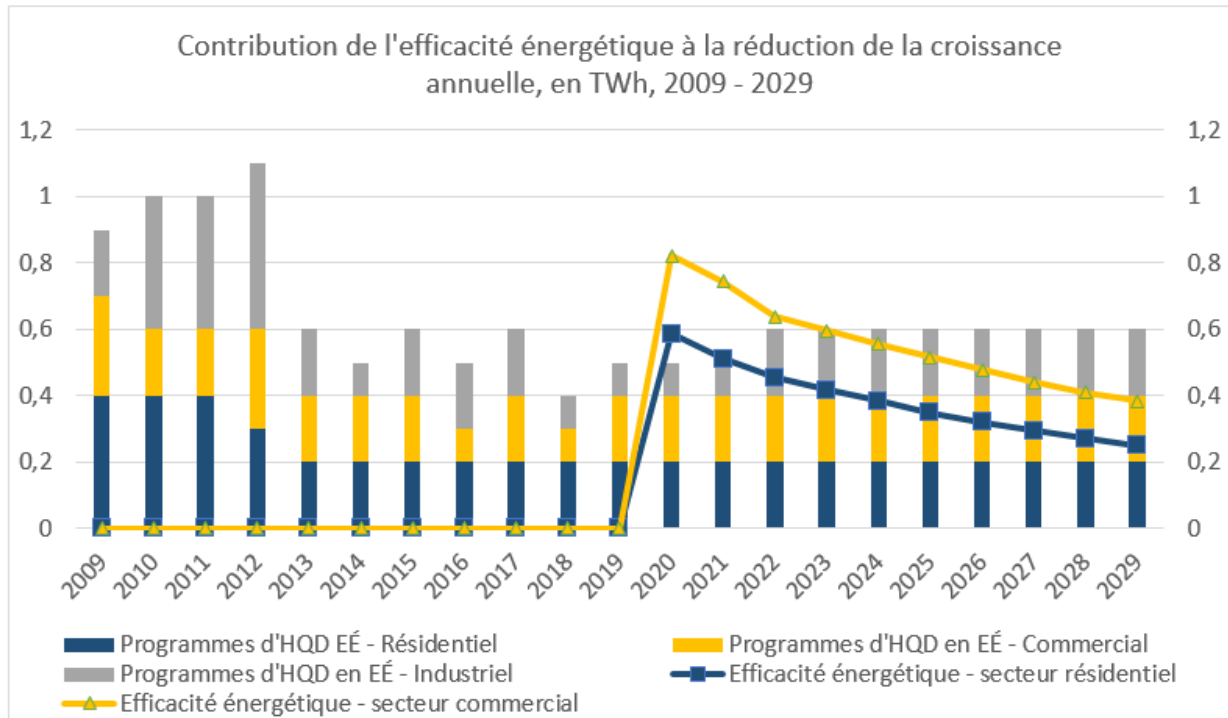
[nous surlignons]

(vii) Tableau R-3.3 : Répartition de la croissance annuelle au secteur commercial (GWh) :

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Taux de diffusion du chauffage des locaux	84	64	41	36	35	34	33	32	31	31
Variables économiques, taux de diffusions et autres	685	334	434	431	563	265	414	379	514	210
Électrification des transports	16	119	208	118	47	51	62	63	67	68
Développement de marché	1039	2896	1746	486	268	-137	-1852	-897	167	19
Efficacité énergétique	-236	-232	-184	-177	-171	-165	-157	-147	-140	-134
Réchauffement climatique	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30	-30
Photovoltaïque	-32	-20	-23	-25	-28	-30	-33	-37	-49	-70

[nous surlignons]

À partir des données aux références (iv) à (vii), la Régie présente le graphique suivant décrivant la contribution de l'efficacité énergétique à la réduction de la croissance annuelle de la demande en énergie, en TWh, sur la période 2009-2029. La contribution des programmes en efficacité énergétique du Distributeur est représentée par des barres. Pour la période 2020-2029, les prévisions du Distributeur pour les secteurs résidentiel et commercial, basées sur l'information fournie par l'Energy Forecasting Group, les interventions du Distributeur et les programmes de Transition énergétique Québec, sont représentées par des lignes. La Régie constate que le Distributeur prévoit une décroissance progressive de la contribution de l'efficacité énergétique, pour ces deux secteurs, sur l'horizon du Plan d'approvisionnement. Considérant le maintien des efforts du Distributeur en efficacité énergétique, pour les secteurs commercial et résidentiel, sur la période 2020-2029, la Régie déduit que le Distributeur prévoit une diminution de la contribution du Plan directeur de TEQ (excluant les programmes du Distributeur, inclus à ce Plan directeur) ou des gains tendanciels en efficacité énergétique sur cette même période. Ainsi, la Régie constate également que la contribution de l'efficacité énergétique en 2029 correspond strictement aux programmes en efficacité énergétique du Distributeur pour ces deux secteurs. Elle en déduit que le Distributeur prévoit une contribution nulle (voire négative) de TEQ et des gains tendanciels en efficacité énergétique pour ces deux secteurs et pour cette année.



Demands :

- 2.1 Considérant les références (i) et (ii), veuillez préciser si les prévisions de l'Energy Forecasting Group relatives à l'évolution de l'efficacité énergétique des usages finaux incluent ou excluent les économies tendanciellees en efficacité énergétique.
- 2.2 Veuillez préciser si les prévisions du Distributeur relatives à l'efficacité énergétique aux références (vi) et (vii) incluent ou excluent les économies tendanciellees en efficacité énergétique.
- 2.3 Considérant la référence (iii), veuillez exprimer la contribution de la diminution de l'intensité énergétique dans le secteur industriel au complet, en TWh, pour chaque année de 2020 à 2029.
- 2.4 Veuillez commenter le graphique et les constats de la Régie présentés en préambule et basés sur les références (iv) à (vii).
 - 2.4.1. Veuillez, en particulier, qualifier le risque que la prévision de l'impact des interventions en efficacité énergétique par le Distributeur sous-estime la contribution de l'efficacité énergétique sur l'horizon du Plan d'approvisionnement du Distributeur.

- 3. Références :**
- (i) Pièce [B-0024](#), p. 26;
 - (ii) [Budget 2020-2021](#), Bâtir une économie verte, Électrification et lutte contre les changements climatiques, Gouvernement du Québec, p. 37;
 - (iii) [Budget 2020-2021](#), Bâtir une économie verte, Électrification et lutte contre les changements climatiques, Gouvernement du Québec, p. 29;
 - (iv) [« Hydro-Québec offre des millions aux entreprises pour réduire leur consommation »](#), La Presse, 11 juin 2020;
 - (v) Pièce [B-0007](#), p. 53, Tableau 3.12;
 - (vi) Pièce [B-0007](#), p. 54, Tableau 3.13.

Préambule :

(i) « 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 :

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

(ii) « Afin de poursuivre le programme *Chauffez vert* pour la période du 1^{er} janvier 2021 au 31 mars 2026, le gouvernement prévoit une somme de 149,7 millions de dollars financée par le Fonds d'électrification et de changements climatiques. Cette somme inclut :

- 137,6 millions de dollars pour le volet Résidentiel;
- 12,1 millions de dollars pour le volet Commerces, institutions et industries¹⁰.

Ce financement additionnel permettra la conversion de près de 115 000 habitations et de plus de 800 bâtiments commerciaux, institutionnels ou industriels. » [nous soulignons]

(iii) « Les dépenses prévues en 2020-2021 dans le cadre du Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques, couvrant la période du 1^{er} avril 2020 au 31 décembre 2020, incluent notamment :

- 220,0 millions de dollars pour le programme Roulez vert;
- 183,2 millions de dollars pour le programme ÉcoPerformance;
- 129,4 millions de dollars pour le financement du transport collectif par l'entremise du Fonds des réseaux de transport terrestre;
- 19,9 millions de dollars pour le programme Technoclimat;
- 30,2 millions de dollars pour le programme Biomasse forestière résiduelle. » [nous soulignons]

(iv) « Selon la popularité qu'aura le programme d'aide financière, Hydro-Québec prévoit y consacrer de 50 à 60 millions sur une base annuelle. C'est le double de ce qu'a coûté la première version de Solutions efficaces. Les objectifs en matière d'économie d'énergie sont aussi multipliés par deux. L'an dernier, les mesures du programme Solutions efficaces ont permis d'économiser 257 gigawattheures, soit 54 % de l'objectif total annuel d'Hydro-Québec en matière d'efficacité énergétique.

[...]

Selon la responsable du programme, des projets plus importants que dans la première version seront admissibles à l'aide financière. Des mesures nouvelles, comme l'installation de stockage thermique, sont aussi offertes.

[...] Quant aux clients résidentiels, leur tour viendra, assure Hydro-Québec. Un programme d'aide financière pour encourager la réduction de la consommation des ménages québécois est en gestation et pourrait être annoncé à l'automne. « C'est à venir », assure M^{me} Travieso.

Le volet résidentiel du programme d'efficacité énergétique passera vraisemblablement par Hilo, la nouvelle filiale de la société d'État qui fait la promotion de solutions de rechange pour la production et la gestion de l'énergie » [nous soulignons]

(v) Au Tableau 3.12 de la référence (v), le Distributeur présente ses prévisions des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur, pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel, de 2019 à 2029.

(vi) Au Tableau 3.13 de la référence (vi), le Distributeur présente ses prévisions des contributions annuelles en puissance en efficacité énergétique du Distributeur, de 2018-2019 à 2028-2029.

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer si la position du Distributeur quant aux impacts des mesures du programme *Chauffez vert* aux secteurs résidentiel et commercial considérés à la référence (i) est susceptible d'être modifiée par les annonces du Gouvernement du Québec en mars 2020, à la référence (ii). Veuillez justifier le cas échéant.

- 3.2 Veuillez indiquer si les prévisions du Distributeur relatives à la diminution de l'intensité énergétique dans le secteur industriel sont susceptibles d'être modifiées par les annonces du Gouvernement du Québec en mars 2020, à la référence (iii). Veuillez justifier le cas échéant.
- 3.3 Considérant les bonifications des programmes en efficacité énergétique du Distributeur énoncées à la référence (iv), veuillez mettre à jour le positionnement du Distributeur relativement aux impacts des programmes en efficacité énergétique respectivement pour les secteurs commerciaux, industriels et résidentiels, sur la prévision de la demande sur l'horizon du Plan d'approvisionnement. En particulier, veuillez mettre à jour les tableaux indiqués aux références (v) et (vi) et justifier votre réponse.
- 3.4 Considérant la référence (iv), veuillez indiquer si les prévisions présentées aux références (v) et (vi) portent sur les contributions du Distributeur au sens strict ou si elles incluent la contribution d'Hilo en tant que fournisseur de programme en efficacité énergétique.
- 4. Références :**
- (i) Pièce [B-0024](#), p. 13;
 - (ii) Pièce [B-0024](#), p. 12;
 - (iii) Hydro-Québec, [Mémoire présenté à la Commission des transports et de l'environnement – Projet de loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification](#), 23 janvier 2020, dernière consultation le 3 juin 2020, p. 4;
 - (iv) Pièce [B-0024](#), p. 14;
 - (v) FleetCarma, [EV Growing Pains. Electric Vehicles are evolving and up-to-date data is critical for demand-side management](#), p. 5. Rapport disponible en ligne, dernière consultation le 3 juin 2020;
 - (vi) [Règlement d'application de la loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants](#) (c. A-33.02, r.1), actuellement en vigueur;
 - (vii) [Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants](#) (RLRQ c. A-33.02).

Préambule :

(i) « 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 :

La part de 80 % de véhicules entièrement électriques en 2029 renvoie à l'ensemble des véhicules électriques présents au Québec en 2029. » [nous soulignons]

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

(iii) « [...] *Premièrement, il faut Agir sur l'offre des véhicules électriques. Il y a actuellement un problème de disponibilité chez les concessionnaires. L'attente de plusieurs mois pour un véhicule décourage des clients potentiels. La loi actuelle oblige les constructeurs automobiles à constituer un certain pourcentage de leurs ventes de véhicules électriques. Or, le pourcentage exigé présentement n'est pas assez élevé ni pour répondre à la demande des clients, ni pour que la norme ne permette d'atteindre – à elle seule – la cible du gouvernement du Québec de million de véhicules électriques d'ici 2030. Comme le PL 44 modifie la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules zéro émission, le moment est idéal pour amender de loi de façon à remédier à cette situation. La manière d'y arriver consisterait à changer la valeur des crédits attribuables aux différents types de véhicules rechargeables.* » [nous soulignons]

(iv) « *Le Distributeur réfère la Régie aux pièces HQD-4, document 1 (B-0012) du dossier R-4057-2018 et HQD-1, document 3 (B-0009) du dossier R-4060-2018, qui présentent les travaux effectués en réponse à la demande formulée par la Régie dans sa décision D-2017-022 et quantifiant l'impact moyen de la recharge d'un véhicule électrique sur la pointe d'hiver. Le Distributeur tient à souligner que le profil moyen de recharge a été défini sur la base d'un échantillon significatif comprenant environ 500 bornes domestiques de 240 V, 1 500 bornes publiques de niveau 2 (240 V), ainsi que 140 bornes rapides. Le profil résultant indique un impact moyen sur la pointe d'hiver de 0,7 kW par véhicule rechargé. C'est ce même profil qui a été utilisé dans le cadre du dossier R-4060-2018 et du Plan. Le Distributeur réitère que ces résultats sont cohérents avec les analyses issues des rapports intérimaires de FleetCarma dans le cadre du projet Charge the North.* »

(v) « *As a result there are more new electric vehicle models on the market today which address the concern of not having enough range. These long-range battery electric vehicles have a battery capacity of 50 kWh or more and can achieve ranges of up to 335 miles. They are a significant improvement over the older model short-range battery electric vehicles, which have a battery capacity of under 50kWh and typically achieve a maximum range around 150 miles. Lastly the third type of electric vehicle, the plug-in hybrid electric which is powered by a small battery before switching to an internal combustion engine, has decreased in popularity as drivers try to transition away from fossil fuels.*

While this increased range of fully electric vehicles is beneficial for drivers, it creates multiple issues for utility companies. The charging behavior of a long-range BEV is less predictable, since they do not need to be charged every day. Also, since they have larger batteries they either need to be charged for a longer period of time or at a higher power level. » [nous soulignons]

(vi) Les articles 12 à 30 du Règlement à la référence (vi) portent sur le nombre et le cumul de crédits auxquels donne droit la vente ou la location d'un véhicule automobile.

(vii) Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants (RLRQ c. A-33.02). La Régie comprend que cette loi est celle visée à la référence (iii).

Demandes :

4.1 Considérant les affirmations d'Hydro-Québec à la référence (iii), veuillez indiquer si les prévisions du Distributeur aux références (i) et (ii) sont basées sur la loi (référence (vii)) et le règlement (référence (vi)) actuellement en vigueur ou si ces prévisions tiennent compte des amendements recommandés par Hydro-Québec à la référence (iii).

4.1.1. Si les prévisions sont basées sur la loi et le règlement actuellement en vigueur, veuillez indiquer quelles seraient les prévisions du Distributeur à la référence (ii) en cas d'adoption des amendements recommandés par Hydro-Québec à la référence (iii).

4.1.2. Si les prévisions sont basées sur l'hypothèse d'une adoption des amendements recommandés par Hydro-Québec en référence (iii) veuillez indiquer quelles sont les prévisions du Distributeur en fonction de la loi et du règlement actuellement en vigueur.

4.2 Veuillez indiquer si les paramètres utilisés par le Distributeur au présent dossier relativement au profil moyen de recharge des véhicules électriques (référence (iv)) sur l'horizon 2020-2030 tiennent compte des constats du rapport de FleetCarma à la référence (v). Veuillez élaborer.

4.2.1. Dans la négative, veuillez élaborer sur les moyens prévus par le Distributeur, dans le cadre du Plan d'approvisionnement, pour atténuer l'impact du caractère moins prévisible des recharges envisagées à la référence (v).

GDP AFFAIRES, OÉI ET PROGRAMME HILO

5. **Références :**
- (i) Pièce [B-0024](#), p. 19;
 - (ii) Pièce [B-0009](#), p. 27;
 - (iii) Pièce [B-0045](#), p. 14;
 - (iv) Pièce [B-0045](#), p. 23.

Préambule :

- (i)

**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-
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.

(ii)

**TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE**

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2019-2020	Taux de réserve
Électricité interruptible	1 000	15 %
Programme GDP Affaires	280	17 %
Interruption chaînes de blocs	25	0 %
Tarification dynamique	9	17 %
GDP résidentielle	2	17 %
Moyens additionnels potentiels	0	15 à 17 %

(iii) « *La contribution au bilan de puissance des moyens de GDP est établie en considérant les taux de réserve propres à chacun des moyens. Les taux de réserve découlent des analyses de fiabilité, qui tiennent compte des contraintes et modalités spécifiques aux programmes ou options.*

Toute comparaison entre les différents moyens doit donc être basée sur la contribution nette de la réserve applicable, s'il y a lieu. » [nous soulignons]

(iv) « *Ainsi, de ces 5 309 MW, il faut déduire les autres moyens de gestion de la puissance, en tenant compte de leur taux de réserve, et l'abaissement de tension, soit :*

- *850 MW pour les options d'électricité interruptible (1 000 MW × 85 %);*
- *427 MW pour le programme GDP Affaires (515 MW × 83 %);*
- *515 MW pour Hilo (621 MW × 83 %);*
- *355 MW pour les moyens additionnels potentiels (340 MW × 85 % pour la bonification de l'électricité interruptible + 80 MW × 83 % pour l'admissibilité des clients au tarif L < 50 MW à la GDP Affaires);*
- *250 MW pour l'abaissement de tension.*

Une fois ces quantités soustraites des 5 309 MW de la première heure de la courbe de puissances classées, il reste environ 2 900 MW à approvisionner, lesquels correspondent à la puissance additionnelle requise du bilan de puissance (1 100 MW de contribution des marchés de court terme plus 1 800 MW d'un approvisionnement de long terme).

Dans le bilan de puissance, la réserve associée à chacun des moyens de gestion est intégrée directement à la ligne « réserve pour respecter le critère de fiabilité » et contribue ainsi aux besoins à la pointe incluant la réserve. » [nous soulignons]

Demandes :

- 5.1 Veuillez confirmer que, selon la stratégie proposée par le Distributeur, environ 50 % de la hausse de 2 710 MW des besoins à la pointe d'ici 2028-2029 sera comblée par le doublement de la contribution des programmes et options de gestion de la demande en puissance, laquelle passerait de 1 309 MW à 2 656 MW sur l'horizon du plan d'approvisionnement, tel qu'il apparaît au tableau de la référence (i). Sinon, veuillez expliquer.
- 5.2 Veuillez confirmer que pour combler un (1) MW de besoins additionnels à la pointe en faisant appel aux moyens de gestion de la demande en puissance, le Distributeur doit effacer 1,15 MW s'il a recours à l'électricité interruptible et 1,17 MW s'il a recours au programme GDP Affaires, à la tarification dynamique ou au programme Hilo, tenant compte de l'inclusion de la réserve, tel qu'il apparaît à la référence (ii). Sinon, veuillez expliquer.
- 5.3 Veuillez confirmer si, outre la réserve associée à chacun des moyens de GDP, qui est intégrée à la ligne *Réserve pour respecter le critère de fiabilité* du tableau de la référence (i), tel que souligné à la référence (iv), les autres moyens d'approvisionnements planifiés, soit

l'électricité patrimoniale, les contrats avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (HQP), les contrats éoliens de long terme, les contrats de biomasse et les contrats de petite hydraulique contribuent également à la *Réserve pour respecter le critère de fiabilité*. Si oui, veuillez préciser, pour chacun de ces moyens d'approvisionnement, l'équivalent de leur taux de réserve, soit le pourcentage correspondant à leur contribution à la ligne *Réserve pour respecter le critère de fiabilité*, par rapport à leur contribution aux *Approvisionnements planifiés* apparaissant au tableau de la référence (i). Sinon, veuillez expliquer.

- 5.4 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que, puisque « *toute comparaison entre les différents moyens doit être basée sur la contribution nette de la réserve applicable* », (référence (iii)), pour comparer adéquatement le coût total, pour le Distributeur, de chacun des moyens de gestion de la demande de puissance permettant de combler la hausse de 2 710 MW des besoins à la pointe d'ici 2028-2029, il pourrait être approprié de tenir compte des taux de réserve propres à chacun des moyens. Sinon, veuillez expliquer.
- 5.5 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que, puisque « *toute comparaison entre les différents moyens doit être basée sur la contribution nette de la réserve applicable* », (référence (iii)), pour comparer adéquatement le coût total, pour le Distributeur, de chacun des moyens de gestion de la demande de puissance avec, par exemple, le coût de l'appel d'offres A/O-2015-01, ou le coût des contrats de biomasse de long terme, il pourrait être approprié de tenir compte des taux de réserve (ou leur équivalent) de chacun de ces moyens d'approvisionnement planifiés. Sinon veuillez expliquer.
- 5.6 Veuillez produire un tableau présentant, pour chacun des contrats découlant de l'appel d'offres A/O-2015-01, le coût de la puissance au 1^{er} décembre 2019 (\$ 2019 indexé), exprimé par kW-an, le coût de la puissance et de la fourniture d'énergie pour 40 heures exprimé par kW-an, le coût de la puissance et de l'énergie pour 100 heures par kW-an et le coût de la puissance et de l'énergie pour 351 heures par kW-an. Veuillez également fournir le coût moyen pondéré des trois contrats de l'A/O-2015-01 pour la puissance uniquement, pour la puissance incluant la fourniture de 40 heures d'énergie, incluant 100 heures d'énergie et incluant 351 heures d'énergie.
- 5.7 Veuillez confirmer que le Distributeur applique le même taux de réserve (ou leur équivalent), à la ligne *Réserve pour respecter le critère de fiabilité*, pour chacun des trois contrats de l'A/O-2015-01. Dans l'affirmative, veuillez fournir ce taux et expliquer la manière dont il est établi. Sinon, veuillez fournir le taux de réserve de chacun des contrats et expliquer la manière dont ils sont établis, ainsi que la raison pour laquelle ils diffèrent.

6. **Références :**
- (i) Dossier R-4041-2018, pièce [C-ACEFQ-0011](#), p. 5;
 - (ii) Pièce [B-0046](#), p. 49;
 - (iii) Pièce [B-0046](#), p. 45;
 - (iv) Pièce [B-0046](#), p. 48;
 - (v) Pièce [B-0045](#), p. 13;
 - (vi) Pièce [B-0024](#), p. 48;
 - (vii) Pièce [B-0033](#), p. 7;
 - (viii) Site [Web d'Hilo](#), « Les défis Hilo ».

Préambule :

(i)

Comparaison GDP Affaires et Coût évité Fourniture Puissance

GDP Affaires	Coût évité Fourniture (Contrat de long terme A/O 2015-01)
But : Réduire la consommation de certains clients aux heures de pointe sur demande du Distributeur ; Nombre de MW-réduits par année <i>estimé</i>	But : Fourniture de puissance précise (500 MW) pour 20 ans
Service non-garanti (adhésion volontaire des participants à chaque année ; les participants ont le droit de ne pas respecter la demande d'Hydro-Québec de réduire leur consommation)	Service garanti par contrat
Période de service : Hiver seulement; 6 h à 9 h; 16 h à 20 h; sauf fins de semaine et jours fériés	Service en tout temps, même en été si requis
0 à 100 heures par hiver	0 à 351 heures (selon HQD, B-0017, p. 7)
Taux de réserve relativement élevé (17 % selon HQD)	Taux de réserve relativement faible compte tenu de la nature hydroélectrique des ressources du Producteur
70 \$/kW-Hiver	Offre la moins chère : 60 \$/kW-an Prix moyen des 3 offres : 110 \$/kW-an

(ii) « 40.2 Est-ce que les agrégateurs du programme GDP Affaires s'engagent à livrer des réductions de puissance convenues annuellement ou autrement avec le Distributeur? »

Réponse :

Les agrégateurs sont des participants au programme comme tout autre client et sont soumis aux mêmes modalités. Conséquemment, ils n'ont aucun engagement de réduction de puissance à respecter. » [nous soulignons]

(iii) « *Les contributions d'Hilo au plan d'approvisionnement sont des cibles (prévisions). Les engagements de réduction de puissance sont communiqués au Distributeur, par Hilo, une fois par année, avant la période d'hiver, en fonction du nombre de participants inscrits aux services d'Hilo.* » [nous soulignons]

(iv) « Il n'y a pas de pénalités pour les écarts entre les engagements annuels et ces cibles. Cependant, si Hilo ne respecte pas l'engagement annuel de réduction de puissance pris avec le Distributeur, il devra fournir les justificatifs et produire un plan d'action pour assurer l'atteinte des cibles futures. De plus, une pénalité est prévue au contrat pour tout écart entre l'engagement annuel et la réduction de puissance réalisée.

Si le plan d'action ne peut rassurer le Distributeur quant à l'atteinte des cibles futures, celui-ci pourra ajuster, à la baisse, la contribution d'Hilo prévue au contrat. » [nous soulignons]

(v) « Veillez confirmer qu'Hilo ne prend aucun engagement de long terme envers le Distributeur pour ce qui est de la réduction de puissance et que seuls des engagements annuels sont prévus.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. » [nous soulignons]

(vi) « Pour le Distributeur, dont les besoins en puissance à approvisionner sont en croissance, Hilo donne accès à un nouveau moyen d'approvisionnement flexible, sûr et parfaitement adapté à ses besoins, auprès d'un bassin de clients non encore exploité par les moyens actuellement disponibles. » [nous soulignons]

(vii) « Puisque les mesures de GDP ne génèrent généralement pas ou peu d'économie d'énergie, une réduction de puissance sur une période donnée sera fréquemment compensée par une hausse équivalente soit avant et/ou après la mise en application de la mesure, hormis lorsqu'il y a utilisation d'une source alternative d'énergie. Cette hausse est alors décrite comme l'effet de reprise d'une mesure. Cet effet de reprise peut limiter le potentiel associé à une mesure car, selon le profil de demande en puissance du Distributeur, la ou les reprises peuvent créer une nouvelle pointe. » [nous soulignons]

(viii) « Recevez une alerte avant un défi

Hilo vous prévient avant chaque nouveau défi pour vous donner le temps de bien vous préparer. En période de grand froid, les défis se déroulent la semaine, soit le matin, entre 6 h et 10 h, et en fin de journée, entre 17 h et 21 h, du 1^{er} décembre au 31 mars. » [nous soulignons]

Demandes :

6.1 Veuillez indiquer si le Distributeur est d'accord avec l'affirmation suivante : à coût égal, un avantage des contrats de long terme de l'A/O-2015-01 par rapport à un programme de GDP serait que les premiers offrent une quantité précise de puissance (500 MW) qui est garantie pour 20 ans par contrat (référence (i)), plutôt que des quantités d'effacement estimées découlant de l'adhésion volontaire à un programme de GDP, à renouveler à chaque année (références (ii) à (v)). Sinon, veuillez expliquer.

- 6.2 Puisque la filiale Hilo ne prend aucun engagement de long terme envers le Distributeur pour ce qui est de la réduction de la puissance (référence (v)), et que la contribution d'Hilo prévue au contrat pourrait être révisées à la baisse (référence (iv)), veuillez expliquer la raison pour laquelle le Distributeur considère qu'Hilo donne accès à un moyen d'approvisionnement sûr et flexible (référence (vi)).
- 6.3 Veuillez commenter les deux affirmations suivantes : à coût égal, (1) l'avantage des contrats de long terme de l'A/O-2015-01 par rapport à un programme de GDP consiste à ce que les premiers offrent de l'énergie additionnelle, payée uniquement pour le nombre d'heures requises par le Distributeur, en plus de la puissance. (2) Plutôt que de déplacer la demande, comme c'est parfois le cas avec les mesures de GDP, en devançant ou reportant la demande à la pointe de quelques heures au risque de créer une nouvelle pointe décalée (référence (vii)), un contrat de puissance permet de répondre à la demande d'énergie à la pointe.
- 6.4 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que, contrairement à un contrat d'approvisionnement de long terme en puissance, le programme Hilo ne permet de répondre qu'aux pointes hivernales qui surviennent du lundi au vendredi (référence (viii)), tout comme le programme GDP Affaires et l'option Flex D.
- 6.5 Veuillez présenter les autres avantages et inconvénients d'un programme de GDP par rapport à un contrat de puissance de long terme, à coût égal entre ces deux moyens. Veuillez commenter.
- 6.5.1. Veuillez élaborer sur la manière dont la valeur économique de tels avantages et inconvénients pourraient être quantifiés.
- 6.5.2. Veuillez évaluer sommairement cette valeur.

7. **Références :**
- (i) Pièce U.S. Energy Information Administration, [Assumptions to the Annual Energy Outlook 2019](#): Electricity Market Module, p. 5;
 - (ii) U.S. Energy Information Administration, Assumptions to the Annual Energy Outlook 2020: Electricity Market Module, www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/electricity.pdf, p. 6;
 - (iii) Pièce Cole, Wesley, and A. Will Frazier. 2019. *Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage*. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-73222, <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf#page=5>, p. 5 et 11.

Préambule :

(i)

Table 2. Cost and performance characteristics of new central station electricity generating technologies

Technology	First available year ¹	Size (MW)	Lead time (years)	Base overnight cost (2018 \$/kW)	Project contingency factor ²	Techno-logical optimism factor ³	Total overnight cost ^{4,10} (2018 \$/kW)	Variable O&M ⁵ (2018 \$/MWh)	Fixed O&M (2018\$/kW/yr)	Heat rate ⁶ (Btu/kWh)	Final heat rate (Btu/kWh)
Coal with 30% carbon sequestration (CCS)	2022	650	4	4,713	1.07	1.03	5,169	7.31	72.12	9,750	9,221
Coal with 90% CCS	2022	650	4	5,212	1.07	1.03	5,716	9.89	83.75	11,650	9,257
Conv gas/oil combined cycle (CC)	2021	702	3	952	1.05	1.00	999	3.61	11.33	6,600	6,350
Adv gas/oil CC	2021	1,100	3	736	1.08	1.00	794	2.06	10.30	6,300	6,200
Adv CC with CCS	2021	340	3	1,963	1.08	1.04	2,205	7.34	34.43	7,525	7,493
Internal combustion engine	2020	85	2	1,306	1.05	1.00	1,371	6.03	7.11	8,500	8,160
Conv combustion turbine ⁷	2020	100	2	1,072	1.05	1.00	1,126	3.61	18.03	9,840	9,600
Adv combustion turbine	2020	237	2	658	1.05	1.00	691	11.02	7.01	9,800	8,550
Fuel cells	2021	10	3	6,250	1.05	1.10	7,197	46.56	0.00	9,500	6,960
Adv nuclear	2022	2,234	6	5,224	1.10	1.05	6,034	2.37	103.31	10,461	10,461
Distributed generation—base	2021	2	3	1,501	1.05	1.00	1,576	8.40	18.90	8,958	8,900
Distributed generation—peak	2020	1	2	1,804	1.05	1.00	1,894	8.40	18.90	9,948	9,880
Battery storage	2019	30	1	1,857	1.05	1.00	1,950	7.26	36.32	NA	NA
Biomass	2022	50	4	3,642	1.07	1.00	3,900	5.70	114.39	13,500	13,500
Geothermal ^{8,9}	2022	50	4	2,654	1.05	1.00	2,787	0.00	122.28	NA	NA
MSW—landfill gas	2021	50	3	8,313	1.07	1.00	8,895	9.47	425.38	18,000	18,000
Conventional hydropower ⁹	2022	500	4	2,680	1.10	1.00	2,948	1.36	40.85	NA	NA
Wind ¹⁰	2021	100	3	1,518	1.07	1.00	1,624	0.00	48.42	NA	NA
Wind offshore ⁸	2022	400	4	4,758	1.10	1.25	6,542	0.00	80.14	NA	NA
Solar thermal ⁸	2021	100	3	4,011	1.07	1.00	4,291	0.00	72.84	NA	NA
Solar PV—tracking ^{8,10,11}	2020	150	2	1,876	1.05	1.00	1,969	0.00	22.46	NA	NA
Solar PV—fixed tilt ^{8,10,11}	2020	150	2	1,698	1.05	1.00	1,783	0.00	22.46	NA	NA

(ii)

January 2020

Table 3. Cost and performance characteristics of new central station electricity generating technologies

Technology	First available year ¹	Size (MW)	Lead time (years)	Base overnight cost ² (2019 \$/kW)	Techno-logical optimism factor ³	Total overnight cost ^{4,5} (2019 \$/kW)	Variable O&M ⁶ (2019 \$/MWh)	Fixed O&M (2019\$/kW-yr)	Heat rate ⁷ (Btu/kWh)
Ultra-supercritical coal (USC)	2023	650	4	3,661	1.00	3,661	4.48	40.41	8,638
USC with 30% carbon capture and sequestration (CCS)	2023	650	4	4,539	1.03	4,652	7.05	54.07	9,751
USC with 90% CCS	2023	650	4	5,851	1.03	5,997	10.93	59.29	12,507
Combined-cycle—single shaft	2022	418	3	1,079	1.00	1,079	2.54	14.04	6,431
Combined-cycle—multi shaft	2022	1,083	3	954	1.00	954	1.86	12.15	6,370
Combined-cycle with 90% CCS	2022	377	3	2,470	1.04	2,569	5.82	27.48	7,124
Internal combustion engine	2021	21	2	1,802	1.00	1,802	5.67	35.01	8,295
Combustion turbine— aeroderivative ⁸	2021	105	2	1,170	1.00	1,170	4.68	16.23	9,124
Combustion turbine—industrial frame	2021	237	2	710	1.00	710	4.48	6.97	9,905
Fuel cells	2022	10	3	6,671	1.10	7,339	0.59	30.65	6,469
Advanced nuclear	2025	2,156	6	6,016	1.05	6,317	2.36	121.13	10,461
Distributed generation—base	2022	2	3	1,555	1.00	1,555	8.57	19.28	8,946
Distributed generation—peak	2021	1	2	1,868	1.00	1,868	8.57	19.28	9,934
Battery storage	2020	50	1	1,383	1.00	1,383	0.00	24.70	NA
Biomass	2023	50	4	4,080	1.01	4,104	4.81	125.19	13,500
Geothermal ^{9,10}	2023	50	4	2,680	1.00	2,680	1.16	113.29	9,156
Municipal solid waste—landfill gas	2022	36	3	1,557	1.00	1,557	6.17	20.02	8,513
Conventional hydropower ¹⁰	2023	100	4	2,752	1.00	2,752	1.39	41.63	NA
Wind ⁵	2022	200	3	1,319	1.00	1,319	0.00	26.22	NA
Wind offshore ⁹	2023	400	4	4,356	1.25	5,446	0.00	109.54	NA
Solar thermal ⁹	2022	115	3	7,191	1.00	7,191	0.00	85.03	NA
Solar photovoltaic —tracking ^{5,9,11}	2021	150	2	1,331	1.00	1,331	0.00	15.19	NA

(iii) « *In this work we document the development of cost and performance projections for utility-scale lithium-ion battery systems, with a focus on 4-hour duration systems. The projections are developed from an analysis of over 25 publications that consider utility-scale storage costs. The suite of publications demonstrates varied cost reduction for battery storage over time.*

[...]

The normalized cost trajectories with the low, mid, and high projections are shown in Figure 1. The high projection follows the highest cost trajectory through 2050 and has a constant slope from 2020-2050. The mid and low projections have slope changes between each interval, with initial slopes being steeper than later slopes, indicating that most publications see larger cost reductions in the near-term that then slow over time. By 2030, costs are reduced by 67%, 45%, and 11% in the low, mid, and high cases, respectively, and by 2050 are reduced by 80%, 59%, and 32%, respectively. » [nous soulignons]

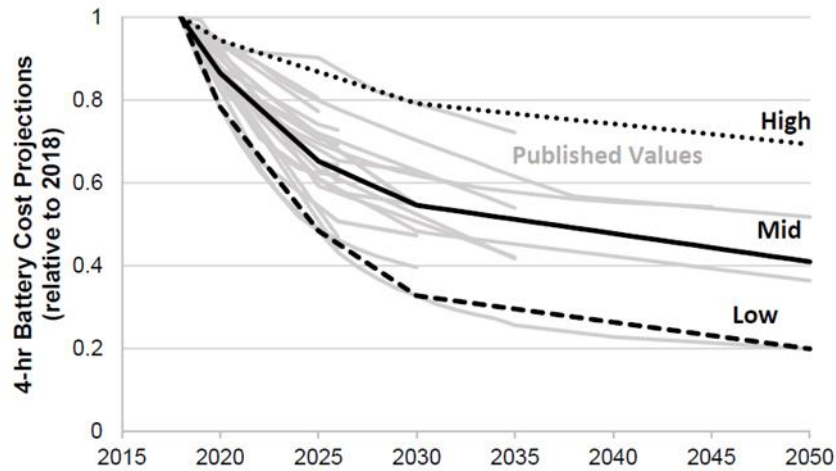


Figure 1. Battery cost projections for 4-hour lithium-ion systems, with values relative to 2018. The high, mid, and low cost projections developed in this work are shown as the bolded lines. Figure values are included in the Appendix.

La Régie observe au tableau de la référence (ii) que le coût des accumulateurs (*Total overnight cost \$/kW - Battery storage 50 MW*) aurait chuté de 29 % en 2019 par rapport au coût des accumulateurs indiqué l'année précédente (référence (i)). La Régie retient de la référence (iii) que cette chute de coût, particulièrement pour les systèmes de grande capacité (*utility-scale*) devrait se poursuivre à un rythme rapide sur la durée du plan d'approvisionnement 2020-2029.

Demandes :

- 7.1 Considérant la chute du coût des systèmes d'accumulateurs de taille « *utility-scale* », veuillez élaborer sur l'opportunité, pour le Distributeur de mettre à profit cette technologie dans la gestion de la pointe en puissance de son réseau au cours de la période 2020-2029.
- 7.2 Veuillez élaborer sur le rôle de cette technologie et sur la manière dont elle pourrait s'intégrer dans la stratégie du Distributeur.

- 8. Références :**
- (i) Dossier R-4041-2018, pièce [B-0004](#), p. 14;
 - (ii) Dossier R-4041-2018, pièce [B-0061](#), p. 1 et 2;
 - (iii) Pièce [B-0042](#), p. 16;
 - (iv) Pièce [B-0042](#), p. 16 et 17;
 - (v) Pièce [B-0045](#), p. 16;
 - (vi) Pièce [B-0024](#), p. 19;
 - (vii) Pièce [B-0024](#), p. 48.

Préambule :

- (i) « *Fidélité des clients*

En raison des efforts consentis par les clients pour mettre en place les mesures qui leur permettent de participer au Programme, les clients choisissent dans la très grande majorité des cas de renouveler leur engagement. À cet effet, le Distributeur souligne que 97 % des participants au Programme à l'hiver 2016-2017 ont renouvelé leur engagement pour l'hiver 2017-2018. » [nous soulignons]

- (ii) « *Pour les raisons exprimées ci-après, le Distributeur avise la Régie qu'il entend donner suite à ces ordonnances, dans le cadre du dossier qu'il déposera éventuellement relativement à la fixation des tarifs à compter du 1^{er} avril 2025 et demande à la présente formation d'en prendre acte.* »

[...]

« De plus, le Distributeur a annoncé, dans le récent Plan d'approvisionnement 2020-2029 (dossier R-4110-2019), qu'il comptait sur une contribution croissante du Programme. Celle-ci passerait de 280 MW au présent hiver à 515 MW à la pointe 2025-2026. La contribution atteindrait 505 MW dès 2023-2024. Le Distributeur entend faire évoluer le Programme de manière à atteindre cet objectif ambitieux et pourrait donc le modifier, le bonifier et faire varier le montant de l'appui financier en conséquence de manière à s'ajuster aux besoins des clients visés. » [nous soulignons]

- (iii) « *Le tableau R-8.1 présente le détail du volet Moyens additionnels potentiels comme prévu dans le bilan de puissance présenté au tableau 3.2 de la pièce HQD-2, document 3 (B-0009), page 21.* »

**TABLEAU R-8.1 :
RÉPARTITION DU VOLET « MOYENS ADDITIONNELS POTENTIELS »**

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
• Moyens additionnels potentiels	0	0	0	80	180	300	420	420	420	420
- Bonification électricité interruptible	0	0	0	0	100	220	340	340	340	340
- Admissibilité GDP Affaires clients L < 50 MW	0	0	0	80	80	80	80	80	80	80

[...]

« Au moment opportun, le Distributeur consultera ses clients industriels de grande puissance sur les ajustements nécessaires à l'OÉI qui pourraient permettre de maximiser leur contribution à cette option. Ces ajustements pourraient signifier un recalibrage des compensations financières ou la mise en place de modalités adaptées à la réalité opérationnelle des clients industriels. » [nous soulignons]

(iv) « 8.4 Veuillez justifier que la réduction du volet Moyens additionnels potentiels ne débute qu'en 2022-2023 alors que le volet Hilo débute dès 2019-2020. Veuillez notamment montrer les avantages du volet Hilo par rapport aux avantages du volet Moyens additionnels potentiels quant aux modalités applicables et à la rémunération du service.

Réponse :

La clientèle actuellement visée par Hilo est celle résidentielle. Puisque les mesures demandent un délai de développement et d'implantation, le programme doit être construit petit à petit pour aller chercher un potentiel grandissant et ainsi, apporter une contribution significative au bilan de puissance.

Les moyens additionnels potentiels visent quant à eux la clientèle industrielle, avec des programmes ou options déjà existants. Par conséquent, un nombre restreint de clients est visé par ces mesures et leur contribution au bilan de puissance pourra être inscrite avec un plus court délai. Pour cette raison, la contribution des moyens potentiels additionnels pourrait être ajustée suivant l'évolution de la situation de l'équilibre offre-demande. » [nous soulignons]

(v) « 2.21 Advenant que la pandémie de la maladie à coronavirus entraîne une baisse de 2000 MW du besoin en puissance sur tout l'horizon du plan, veuillez indiquer quel moyen de gestion de la demande en puissance le Distributeur réduirait en premier dans la perspective de minimisation des coûts.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de répondre de façon précise à une question sur un scénario hypothétique.

Toutefois, il confirme que les moyens de GDP offrent en effet une flexibilité pour faire face à une diminution des besoins prévus en puissance. Par exemple, le déploiement anticipé du programme GDP Affaires ou des modifications prévues aux options d'électricité interruptible pourraient être ralentis ou retardés. De plus, la contribution en puissance des adhésions annuelles aux options d'électricité interruptible pourrait être revue à la baisse. » [nous soulignons]

(vi) Tableau R-7.3 Bilan de puissance de la référence (reproduit au préambule de la demande 5).

(vii) « *Le déploiement d'une gamme de services centrés sur la maison intelligente fait partie des actions prioritaires par Hydro-Québec dans son Plan stratégique 2020-2024 pour accroître son offre auprès de sa clientèle et augmenter sa satisfaction. Hydro-Québec considère le service offert par Hilo comme une activité structurante dans son offre de services [...]*

[...]

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

Demandes :

- 8.1 Veuillez préciser le taux de renouvellement des engagements des participants du programme GDP Affaires pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020, calculé sur la même base que le taux de 97 % souligné à la référence (i).
- 8.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le Distributeur propose de maintenir l'appui financier uniforme du programme GDP Affaires jusqu'au 1^{er} avril 2025, tel que souligné à la référence (ii). Sinon, veuillez expliquer et préciser.
- 8.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le Distributeur propose d'étendre l'admissibilité du programme GDP Affaires aux clients du tarif L de moins de 50 MW, tel qu'il apparaît à la référence (iii), aux mêmes conditions incluant l'appui financier uniforme de 70 \$/kW jusqu'au 1^{er} avril 2025. Sinon, veuillez expliquer et préciser.
- 8.4 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le Distributeur propose d'appliquer une rémunération qui ne variera pas en fonction du nombre d'heures d'effacement requis par le Distributeur pour 1 013 MW en 2023-2024, soit les 585 MW prévus au GDP Affaires et les 428 MW prévus au programme Hilo, par opposition à une rémunération qui varie en fonction du nombre d'heures d'effacement requis tel qu'appliquée à l'OÉI et en tarification dynamique, lesquels compteraient pour 1 243 MW d'effacement en 2023-2024.

- 8.4.1. Si tel est le cas, veuillez préciser si cette modalité de rémunération, fixe en fonction du nombre d'heures d'effacement requis en hiver par le Distributeur peut faire partie des modalités futures proposées par le Distributeur aux participants de l'OÉI. Veuillez élaborer.
- 8.4.2. Sinon, veuillez élaborer sur l'incidence que pourrait avoir l'élargissement proposé par le Distributeur d'une rémunération qui ne varie pas en fonction du nombre d'heures d'effacement requis en hiver par le Distributeur, sur le coût global de l'OÉI.
- 8.4.3. Veuillez préciser le nombre d'appels ou « Événements de GDP » demandé aux participants au programme GDP Affaires, ainsi que le nombre moyen d'heures d'interruption pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020.
- 8.5 La Régie constate au tableau R-7.3 de la référence (vi) que l'ordre séquentiel et le rythme de déploiement des nouveaux moyens et des moyens additionnels que le Distributeur propose est inversement proportionnel au coût des moyens proposés. La Régie comprend que le développement du programme Hilo est graduel (référence (iv)). Veuillez élaborer sur les raisons qui expliquent qu'advenant une baisse des besoins en puissance sur l'horizon du plan, le Distributeur entend ralentir ou retarder le déploiement anticipé du programme GDP Affaires, les modifications aux options d'électricité interruptible (OÉI) et même, au besoin, réduire la contribution de l'OÉI (référence (v)).
- 8.5.1. Veuillez concilier l'affirmation de la référence (vii) selon laquelle Hilo donne accès à un nouveau moyen d'approvisionnement flexible, sûr et parfaitement adapté à ses besoins, avec la réponse fournie à la référence (v) qui semble indiquer le contraire.
- 8.5.2. Veuillez expliquer le rôle et l'influence que joue la priorisation du service Hilo dans le Plan stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec, tel que souligné à la référence (vii), sur les choix et le rythme de déploiement proposés par le Distributeur pour le programme Hilo, par opposition aux autres moyens de GDP qui sont moins dispendieux.

9. Références :
- (i) Pièce [B-0033](#), p. 4 et 5;
 - (ii) Pièce [B-0033](#), p. 5;
 - (iii) Pièce [B-0033](#), p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0033](#), p. 22 et 23.

Préambule :

(i) « *Le potentiel technico-économique (PTÉ) représente la réduction de la demande en puissance associée à l'implantation des mesures répondant aux critères de sélection partout où cela est techniquement possible et économiquement rentable de le faire pour le Distributeur, sans tenir compte de l'acceptation des mesures par les consommateurs. Le critère de rentabilité utilisé n'est aucunement lié à la rentabilité de la mesure pour le client. Dans le cadre de l'analyse, une mesure est rentable si elle peut être réalisée à un coût inférieur ou égal au coût évité en puissance du Distributeur. La même plage horaire définie pour le potentiel technique est applicable dans l'évaluation du PTÉ.* » [nous soulignons]

(ii) « *La méthodologie retenue pour l'étude est de type micro-analytique. Elle consiste à définir, pour chaque marché ou segment de marché, un certain nombre de bâtiments types et à appliquer les mesures de gestion de la demande en puissance sur ceux-ci. Par la suite, la réduction en puissance est étendue à l'ensemble du parc que représente chaque bâtiment type.*

L'avantage de cette approche est de permettre de quantifier facilement la rentabilité des mesures en termes de potentiels technique et technicoéconomique. Le calcul du coût unitaire des mesures est facilité par la définition précise d'applications types.

L'approche micro-analytique exige beaucoup de données sur le marché visé tant du point de vue statistique que technique. L'extrapolation du potentiel attribuable à l'ensemble du marché visé implique que ce potentiel est un estimé servant à établir les interventions à privilégier. » [nous soulignons]

(iii) « [...] *les mesures incluses pour le PTÉ en puissance doivent présenter un coût unitaire actualisé par kW économisé inférieur ou égal au coût évité du Distributeur. Lorsque le coût unitaire actualisé par kW économisé est supérieur au coût évité du Distributeur, aucun kW n'est comptabilisé dans le PTÉ puissance.* » [nous soulignons]

(iv) « *Pour évaluer un potentiel technico-économique, il est essentiel de définir un coût évité afin d'établir le niveau d'investissement que le Distributeur peut effectuer pour des mesures de GDP, sans excéder le coût marginal de la mesure. Ainsi, une mesure ayant un coût unitaire, actualisé sur sa durée de vie, supérieur au coût évité en puissance ne devrait pas être implantée.*

Les coûts évités en puissance utilisés dans l'étude sont tirés du document déposé à la Régie de l'énergie « Coût évités – HQD-4, document 3, R-4057-2018 soit :

- Pour les hivers 2017-2018 à 2022-2023, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2018, indexé à l'inflation);
- À compter de l'hiver 2023-2024, le signal de coût évité est de 112 \$/kW-an (\$ 2018, indexé à l'inflation).

Aux fins de l'analyse du potentiel technico-économique, il est nécessaire de comparer le coût unitaire d'une mesure sur sa durée de vie au coût évité en puissance pour cette même année. Les coûts évités annuels sont convertis en annuités selon l'année d'évaluation et la durée de vie de la mesure, le tout en dollars constant 2020. Un taux d'actualisation réel de 3,4%, tel qu'approuvé par la Régie dans la décision D-2019-027, a été utilisé pour le calcul de l'annuité du coût évité. Le tableau 6 présente les annuités de coût évité utilisées pour évaluer le potentiel technico-économique, selon la durée de vie d'une mesure et l'année d'évaluation. » [nous soulignons]

Tableau 6 : Annuité pour le coût évité en puissance (\$ 2020/kW-an)

Durée de vie de la mesure (ans)	Année		
	2020	2025	2030
1	\$20,40	\$107,07	\$99,92
2	\$20,60	\$108,12	\$100,90
3	\$20,80	\$109,18	\$101,88
4	\$21,00	\$110,23	\$102,87
5	\$21,20	\$111,29	\$103,86
6	\$37,34	\$112,35	\$104,84
7	\$49,18	\$113,41	\$105,83
8	\$58,33	\$114,47	\$106,82
9	\$65,69	\$115,54	\$107,82
10	\$71,81	\$116,60	\$108,81
11	\$77,01	\$117,66	\$109,80
12	\$81,52	\$118,73	\$110,79
13	\$85,51	\$119,79	\$111,79
14	\$89,09	\$120,85	\$112,78
15	\$92,34	\$121,92	\$113,77
16	\$95,32	\$122,98	\$114,77
17	\$98,08	\$124,05	\$115,76
18	\$100,65	\$125,11	\$116,75
19	\$103,07	\$126,18	\$117,74
20	\$105,35	\$127,24	\$118,74

Demandes :

- 9.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que, selon le rapport de la firme Technosim inc. mandatée par le Distributeur afin d'évaluer le potentiel technico-économique des mesures en gestion de la demande en puissance, lorsque le coût unitaire actualisé (\$/kW) d'une mesure est supérieur au coût évité en puissance actualisé (\$/kW), cette mesure ne devrait pas être implantée, tel qu'il apparaît aux références (i) et (iii). Sinon, veuillez expliquer.
- 9.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que, selon le rapport de la firme Technosim inc., il est nécessaire de comparer le coût unitaire d'une mesure sur sa durée de vie, au coût évité en puissance sur la même durée et pour cette même année. Ainsi, pour une mesure d'une durée de vie de 10 ans ou de 15 ans implantée en 2020, le coût évité devant être utilisé serait de 71,81 \$/kW et de 92,34 \$/kW, respectivement (référence (iv)). Sinon, veuillez expliquer.
- 9.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que, selon la méthodologie utilisée par la firme Technosim inc., décrite aux références (i) à (iii), si le coût unitaire actualisé par kW économisé d'une mesure dépasse son coût évité actualisé pour un segment ou un marché cible, son potentiel technico-économique est nul pour le segment ou marché cible de cette mesure. Sinon, veuillez expliquer.
- 10. Références :** (i) Pièce [B-0033](#), p. 111 et 112;
(ii) Décision [D-2019-027](#), p. 129 à 131.

Préambule :

(i) « Les coûts pour l'achat et l'installation des thermostats et des équipements de communication permettant le contrôle à distance sont présentés au tableau ci-dessous. Les coûts n'incluent pas l'infrastructure requise chez le Distributeur. De plus, le coût d'entretien est nul pour cette mesure. Le coût du thermostat est de 90 \$ par unité pour les systèmes à plinthes et à 120 \$ pour le central. Le nombre d'unité est de 7 pour l'unifamilial, 5 pour les jumelés et duplex, 4 pour les triplex et 3 pour les logements. » [nous soulignons]

Potential pour la mesure Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur

PTE total 2020 : 1 218,1 MW

Mesure R-13	Segment	Gain unitaire moyen (kW)	Marché total (nombre de bâtiments 2020)	Marché applicable (nombre de bâtiments 2020)	Réduction de puissance totale (MW)	Coût de la mesure, incluant installation (\$)	Durée de vie (ans)	Coût unitaire moyen, actualisé (\$2020/kW)	Coût évité actualisé (\$2020/kW)	PTÉ (MW)
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Résidentiel - Unifamilial - Plinthes	1,91	1 214 538	371 417	709,8	\$ 1 340	15	60,5	92,3	709,8
Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur	Résidentiel - Jumelé/Duplex - Plinthes	0,79	318 093	3	0,0	\$ 1 010	15	110,5	92,3	0,0

(ii) « [558] La Régie a concentré son examen sur le programme « Charges interruptibles résidentielles » dont le budget de 3,6 M\$ représente la plus grande partie de la hausse globale du budget réclamé pour les programmes GDP par rapport à celui de 2018. Le Distributeur précise et justifie sa demande pour ce programme comme suit :

« [...] Au cours du 2^e semestre de 2019, le Distributeur envisage déployer un programme visant entre autres l'installation de thermostats qui intègrent une technologie permettant la télécommande à distance auprès de 3 500 résidences de clients facturés au tarif D. Le Distributeur s'assurera que les aides financières versées dans le cadre de ce programme et les avantages associés à la tarification dynamique ne compenseront pas le même kW économisé ».

[559] De plus, il présente au tableau suivant la prévision budgétaire et les gains de puissance pour l'année témoin 2019.

TABLEAU 24
PRÉVISION ÉNERGÉTIQUE ET BUDGÉTAIRE 2019 DU PROGRAMME CHARGES INTERRUPTIBLES RÉSIDENTIELLES

Charges (M\$)	Investissements (M\$)	MW
1,5	2,1	5,3

[...]

[565] La Régie autorise le budget de 3,6 M\$ réclamé par le Distributeur pour le programme « Charges interruptibles résidentielles », portant le budget total pour les mesures de GDP autres que le programme « GDP Affaires » à 6,9 M\$ pour 2019. » [nous soulignons et notes de bas de page omises]

Demandes :

- 10.1 La Régie constate, au tableau de la référence (i), qu'un effacement moyen de 1,9 kW par résidence unifamiliale chauffant par plinthes serait possible selon le rapport de la firme Technosim inc. Veuillez expliquer le concept de *Marché applicable* et préciser la manière dont le nombre de 371 417 bâtiments a été déterminé.
- 10.2 Veuillez confirmer que le coût de la mesure incluant l'installation et le coût unitaire moyen présentés par la firme Technosim inc. pour chacune des mesures correspond à l'évaluation du coût de l'achat des thermostats et équipements de communication chez les clients en excluant toute contribution de ces clients au coût des équipements ou à leur installation et excluant toute rétribution du participant. Sinon, veuillez expliquer.
- 10.3 Veuillez préciser le coût de revient des thermostats et des passerelles permettant la télécommande à distance tel que budgété par le Distributeur dans le cadre du programme autorisé par la Régie et visant l'installation des 3 500 résidences prévues lors du 2^e semestre de 2019, tel qu'il apparaît à la référence (ii).
- 10.4 Veuillez confirmer que le budget de 3,6 M\$ autorisé par la Régie en 2019 (référence (ii)), était destiné à couvrir le coût du déploiement, auprès de 3 500 résidences de clients facturés au tarif D, des thermostats et équipements de télécontrôle chez les clients ainsi que de l'infrastructure requise chez le Distributeur afin de réaliser l'effacement prévu au programme. Sinon, veuillez expliquer.
- 10.5 Veuillez confirmer que la filiale Hilo envoie à chacun de ses testeurs une communication décrivant la valeur des équipements fournis, de l'installation et une estimation des rabais potentiels. Veuillez en fournir un exemple.
- 10.6 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le participant au programme Hilo pourrait être appelé à contribuer en partie au coût des équipements déployés dans sa résidence. Sinon, veuillez expliquer.
- 10.7 Veuillez expliquer et justifier l'écart très important entre le coût unitaire moyen actualisé de 60,50 \$/kW, estimé par la firme Technosim inc. à la référence (i), pour la mesure *Gestion des températures de consigne des résidences par le Distributeur* pour le segment *Résidentiel-Unifamilial-Plinthes*, et le montant et les modalités de rémunération prévus au contrat signé par le Distributeur pour la période contractuelle de 10 ans au bénéfice de la filiale Hilo. Veuillez quantifier les différentes composantes explicatives.
- 10.8 Veuillez préciser si les chauffe-eau résidentiels anti-légionnelle ont été évalués par la firme Technosim inc. et le cas échéant, veuillez présenter l'évaluation des résultats de cette analyse.

- 11. Références :**
- (i) [État d'avancement 2018 du Plan d'approvisionnement 2017-2026](#), p. 15;
 - (ii) Décision [D-2019-027](#), p. 129 et 130;
 - (iii) Pièce [B-0042](#), p. 5 à 7;
 - (iv) Pièce [B-0017](#), p. 6;
 - (v) Pièce [B-0017](#), p. 7;
 - (vi) Pièce [B-0009](#), p. 21;
 - (vii) Pièce [B-0024](#), p. 40;
 - (viii) Pièce [B-0024](#), p. 47;
 - (ix) Pièce [B-0024](#), p. 50;
 - (x) Pièce [B-0042](#), p. 32;
 - (xi) Pièce [B-0042](#), p. 11 et 12.

Préambule :

- (i) « *Projet de démonstration de Charges interruptibles résidentielles – Chauffage à plinthes*

Le projet de démonstration est terminé et 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. Ces données seront utiles au développement des outils technologiques qui seront présentés en 2019.

Déploiement d'outils technologiques

Les différents projets pilotes réalisés au courant des dernières années ont permis au Distributeur d'identifier des solutions technologiques en lien, notamment, avec la chauffe des résidences, c'est-à-dire là où il existe un potentiel important en gestion de la demande en puissance. En 2019, le Distributeur prévoit déployer une offre commerciale intégrée auprès de 3 500 résidences. Les mesures envisagées sont, entre autres, des thermostats et une technologie permettant la télécommande à distance. » [nous soulignons]

- (ii) « *[558] La Régie a concentré son examen sur le programme « Charges interruptibles résidentielles » dont le budget de 3,6 M\$ représente la plus grande partie de la hausse globale du budget réclamé pour les programmes GDP par rapport à celui de 2018. Le Distributeur précise et justifie sa demande pour ce programme comme suit :*

« [...] Au cours du 2^e semestre de 2019, le Distributeur envisage déployer un programme visant entre autres l'installation de thermostats qui intègrent une technologie permettant la télécommande à distance auprès de 3 500 résidences de clients facturés au tarif D. Le Distributeur s'assurera que les aides financières versées dans le cadre de ce programme et les avantages associés à la tarification dynamique ne compenseront pas le même kW économisé ». [nous soulignons]

(iii) « *Le contrat entre le Distributeur et Hilo a été signé le 21 octobre 2019.*

2.2 *Veillez indiquer si des personnes au service du Distributeur ont changé d'emploi et travaillent maintenant pour Hilo.*

Réponse :

Six ressources du Distributeur ont été transférées à la filiale lors de sa création. Depuis, la filiale assume la totalité de la rémunération de ces ressources. »

[...]

« 2.6 *Veillez indiquer les modalités du « transfert des connaissances acquises par le Distributeur ».*

Réponse :

Comme mentionné au tableau 1 de la pièce HQD-4, document 1 (B-0017), le Distributeur a effectué plusieurs projets de gestion de la demande de puissance dans le marché résidentiel. Ces projets ont été réalisés en vue de répondre à ses propres besoins, notamment de confirmer le potentiel de GDP en vue de l'exploiter auprès de l'ensemble de ses clientèles et de développer et mettre en place l'offre de tarification dynamique. Les sommes encourues par le Distributeur pour ce type d'activités font partie des résultats présentés annuellement dans le Suivi des interventions en efficacité énergétique de ses rapports annuels déposés à la Régie sous les rubriques :

- *Innovations technologiques et commerciales, pour les coûts de recherche et développement du LTÉ et des projets de démonstration ;*
- *Gestion de la demande de puissance, pour les dépenses liées aux différents projets pilotes.*

Une fois la décision prise d'impartir à Hilo le développement du marché de la GDP résidentielle, le Distributeur lui a partagé les leçons apprises. Toutefois, le Distributeur précise que l'ensemble des coûts de recherche et de projets pilotes réalisés spécifiquement pour les besoins d'Hilo lui ont été imputés, à coûts complets, notamment les coûts du projet Déploiement d'outils technologiques, ainsi que l'ensemble des frais engagés pour les activités liées au développement d'une offre à grande échelle d'un service d'installation et de programmation de produits de domotique pour la clientèle résidentielle réalisées en amont du lancement de la filiale. » [nous soulignons]

(iv) « *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. » [nous soulignons]

(v) « 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.

[...]

Le Distributeur comprend que l'agrégateur prévoit, dans une deuxième phase, élargir son offre avec d'autres produits et services, notamment dans les secteurs de la mobilité électrique, du stockage intelligent et de l'autoproduction solaire.

[...]

Hilo a la responsabilité de mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles convenues avec le Distributeur, [...] » [nous soulignons]

(vi) « Éventuellement, des offres pour les clients commerciaux, industriels et institutionnels seront également ajoutées » [nous soulignons]

(vii) « Pour ce faire, Hilo déterminera quelle est la contribution des différents types d'habitation, segments de clients ou usages.

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

(viii) « Le contrat entre Hilo et le Distributeur couvre une période de 10 ans. Les réductions de puissance présentées au Plan sont des cibles qui seront confirmées annuellement, par un engagement ferme. »

[...]

« Le montant et les modalités de rémunération sont prévus pour la période contractuelle de 10 ans. » [nous soulignons]

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

(x) « 17.2 La référence (iii) [référence (v) ci-dessus] mentionne que Hilo a toute la latitude quant à la priorisation des mesures pour la clientèle résidentielle. Veuillez indiquer si Hilo a toute la latitude quant à la priorisation des mesures à implanter pour les secteurs CI et PMI.

Réponse :

Hilo pourrait éventuellement introduire une offre pour les marchés CI et PMI, laquelle ferait l'objet d'une modification au contrat de service. La teneur de cette éventuelle modification n'est évidemment pas déterminée. » [nous soulignons]

(xi) « 5.1 Veuillez indiquer quelle est, selon le Distributeur, la nature juridique du contrat de gré à gré conclu avec l'agrégateur Hilo, ainsi que la nature de l'autorisation requise par la loi.

Réponse :

Le Distributeur a conclu un contrat de gré à gré avec la filiale Hilo. Ce contrat n'est soumis à l'obtention d'aucune autorisation en vertu de la LRE, car il ne s'agit pas d'un contrat d'approvisionnement en électricité au sens de cette loi. » [nous soulignons]

Demandes :

- 11.1 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le Distributeur a été le maître d'œuvre des différents projets pilotes et des projets de démonstration au courant des dernières années, ayant permis d'identifier les solutions technologiques, incluant l'installation de thermostats intégrant une technologie permettant la télécommande à distance auprès de clients facturés au tarif D (références (i) à (iii)). Sinon veuillez expliquer.
- 11.2 Veuillez préciser la date de la création de la filiale Hilo (référence (iii)) ainsi que le nombre total de personnes (équivalent temps-plein) travaillant pour la filiale au moment de sa création, incluant les six ressources du Distributeur qui y ont été transférées.

- 11.3 Veuillez donner des exemples concrets démontrant que la filiale Hilo, en excluant les six ressources provenant du Distributeur, possède une expertise commerciale dans les déploiements à grande échelle, tel que souligné à la référence (iv).
- 11.4 Veuillez expliquer en quoi l'expertise et l'expérience, notamment, pour les déploiements à grande échelle de la filiale Hilo est supérieure à celle que possède le Distributeur pour desservir et interagir avec sa clientèle qui compte plus de 4,3 millions d'abonnés.
- 11.5 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le « *transfert des connaissances acquises par le Distributeur, par le biais notamment des projets pilotes et des travaux réalisés pour le compte de ce dernier* », dont a pu bénéficier la filiale Hilo (référence (iv)), contribue de façon importante à « *l'expertise commerciale et technologique pour déployer à grande échelle* » le programme de GDP résidentiel de contrôle des charges de chauffage résidentiel. Sinon, veuillez expliquer.
- 11.6 Veuillez préciser le montant, la forme et la ventilation de la compensation financière que le Distributeur a reçue pour le transfert de ses connaissances et pour l'ensemble des coûts de recherche et de projets-pilotes réalisés spécifiquement pour les besoins d'Hilo.
- 11.6.1 Veuillez notamment préciser et ventiler les coûts du projet *Déploiement d'outils technologiques*, ainsi que les coûts du développement d'une offre à grande échelle d'un service d'installation et de programmation de produits de domotique (référence (iii)).
- 11.7 Veuillez préciser la portion de ces coûts qui a déjà été imputée aux revenus requis du Distributeur au cours des dernières années et intégrée dans les tarifs.
- 11.8 Veuillez préciser « *les limites de son périmètre d'activités réglementées* » auxquelles réfère le Distributeur en référence (iv) et expliquer les raisons pour lesquelles ces limites l'empêchent de déployer lui-même un programme de GDP résidentiel de contrôle des charges de chauffage résidentiel.
- 11.9 Veuillez indiquer si la conception, le développement, le déploiement et le contrôle des programmes de gestion de la demande en puissance destinés à la clientèle résidentielle, commerciale, institutionnelle et industrielle font partie des responsabilités du Distributeur d'électricité. Veuillez élaborer, en tenant compte de Hilo.
- 11.10 Veuillez expliquer en quoi le fait de déléguer à une tierce partie la responsabilité du choix technologique et le rythme de déploiement de celles-ci pour le contrôle des charges de chauffage de l'espace ou de l'air ou de toute autre source, incluant le développement de nouvelles offres dans les secteurs de la mobilité électrique, du stockage intelligent et de l'autoproduction solaire et de nouvelles offres pour les clients commerciaux, industriels et institutionnels, tel que souligné aux références (iv) à (vi), permet davantage « *d'assurer la fiabilité du réseau ainsi que la sécurité et la confidentialité des données* » que lorsque ces responsabilités sont assumées par le Distributeur.

- 11.11 Veuillez préciser si le recours à des agrégateurs indépendants pourrait aussi permettre « d'assurer la fiabilité du réseau ainsi que la sécurité et la confidentialité des données ». Veuillez expliquer.
- 11.12 Veuillez expliquer en quoi le fait de déléguer à une tierce partie la responsabilité de déterminer quelle est la contribution des différents types d'habitation, segments de clients ou usages (référence (vii)) peut être préférable afin d'assurer la fiabilité du réseau ainsi que la sécurité et la confidentialité des données que lorsque ces responsabilités sont assumées par le Distributeur.
- 11.13 Veuillez préciser si le recours à des agrégateurs indépendants pourrait permettre de leur déléguer la responsabilité de déterminer la contribution des différents types d'habitation, segments de clients ou usages, et si cela pourrait être préférable afin d'assurer la fiabilité du réseau ainsi que la sécurité et la confidentialité des données, à la prise en charge de ces responsabilités par le Distributeur. Veuillez expliquer.

- 12. Références :** (i) Pièce [B-0032](#), p. 9;
(ii) Pièce [B-0042](#), p. 3 et 4.

Préambule :

- (i) « *Application des coûts évités*

Aux fins des analyses économiques, les coûts évités sont sollicités pour aider à la prise de décision. L'application des coûts évités aux différents programmes de gestion de la puissance se base sur le service rendu par ces derniers. Contrairement aux programmes en efficacité énergétique, qui assurent un effacement permanent de la charge, les différents programmes de gestion de la demande en puissance n'assurent pas automatiquement un report des investissements en croissance sur les réseaux de transport et de distribution.

Pour être en mesure de s'appuyer sur un signal pertinent, certains critères doivent être considérés pour attribuer les coûts évités de transport et de distribution. Ces critères ont été déterminés avec les planificateurs des réseaux de transport et de distribution dans le cadre du comité technique.

Coût évité de transport

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

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

[...]

Toutefois, il existe une certaine similitude dans les profils de charge entre les différents postes. Le Transporteur et le Distributeur suggèrent que l'application d'un facteur de 80 % au coût évité de transport permet de refléter raisonnablement l'absence de coïncidence parfaite entre les pointes des différents postes. Une analyse est en cours pour valider ce facteur. » [nous soulignons]

(ii) « *Il est exact qu'une diminution de la demande à la source pourrait permettre de réduire également la pression sur les réseaux de transport et de distribution et, à plus long terme, les investissements requis sur ces réseaux.*

Toutefois, la quantification de l'impact d'une telle réduction à la source en matière de besoins de transport est un exercice délicat à réaliser. Cette relation est tributaire de plusieurs facteurs. Ces derniers ont été exposés à la section 3.2 de la pièce HQD-4, document 4 (B-0032).

Parmi ces facteurs, on peut par exemple invoquer la coïncidence entre la pointe d'un poste et la pointe en matière d'approvisionnement. Ainsi, si la pointe d'un poste ne coïncide pas avec la pointe du réseau (donc, avec le moment au cours duquel un moyen de GDP sera sollicité), l'appel de ce moyen de GDP aura peu ou pas d'impact sur les besoins de ce poste.

Le Distributeur et le Transporteur ont amorcé des travaux afin d'analyser de façon plus poussée l'impact de différents moyens de GDP sur les besoins du réseau. Ces travaux contribueront notamment à l'élaboration d'une stratégie permettant de mieux tenir compte de l'apport des moyens de GDP dans la projection des besoins des réseaux de transport et de distribution et dans la planification des investissements de ces réseaux. ». [nous soulignons]

Demandes :

- 12.1 Veuillez confirmer que la suggestion d'appliquer un facteur de 80 % au coût évité de transport repose sur les résultats de l'analyse en cours (référence (i)). Si oui, veuillez décrire la méthodologie et les résultats de cette analyse préliminaire. Si un rapport a été produit à cet effet, veuillez le déposer. Sinon, veuillez expliquer et justifier l'utilisation d'un facteur de 80 %.
- 12.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que la stratégie permettant de mieux tenir compte de l'apport des moyens de GDP dans la projection des besoins des réseaux de transport et de distribution et dans la planification des investissements de ces réseaux (référence (ii)), n'est pas encore établie et que cette prise en compte de l'apport des moyens de GDP est présentement hypothétique. Sinon, veuillez expliquer la manière dont ces moyens de GDP sont actuellement pris en compte.

12.3 Dans l'hypothèse où la Régie ne retenait pas la suggestion du Distributeur d'appliquer un facteur de 80 % au coût évité de transport (référence (i)), veuillez élaborer sur ce qui pourrait justifier le recours à des moyens de GDP dont le coût est supérieur au coût évité de long terme.

- 13. Références :**
- (i) Pièce [B-0042](#), p. 5;
 - (ii) Décision [D-2019-027](#), p. 129 à 131;
 - (iii) Pièce [B-0024](#), p. 47;
 - (iv) Pièce [B-0042](#), p. 9;
 - (v) Pièce [B-0046](#), p. 45
 - (vi) Pièce [B-0046](#), p. 48;
 - (vii) Pièce [B-0045](#), p. 13;
 - (viii) Pièce [B-0017](#), p. 7;
 - (ix) Pièce [B-0009](#), p. 21;
 - (x) Pièce [B-0024](#), p. 40;
 - (xi) Pièce [B-0024](#), p. 48;
 - (xii) Pièce [B-0042](#), p. 32;
 - (xiii) Pièce [B-0042](#), p. 10;
 - (xiv) Pièce [B-0043](#), p. 29 et 30.

Préambule :

(i) « *Le contrat entre le Distributeur et Hilo a été signé le 21 octobre 2019.* »

(ii) « *[558] La Régie a concentré son examen sur le programme « Charges interruptibles résidentielles » dont le budget de 3,6 M\$ représente la plus grande partie de la hausse globale du budget réclamé pour les programmes GDP par rapport à celui de 2018. Le Distributeur précise et justifie sa demande pour ce programme comme suit :*

« [...] Au cours du 2^e semestre de 2019, le Distributeur envisage déployer un programme visant entre autres l'installation de thermostats qui intègrent une technologie permettant la télécommande à distance auprès de 3 500 résidences de clients facturés au tarif D. Le Distributeur s'assurera que les aides financières versées dans le cadre de ce programme et les avantages associés à la tarification dynamique ne compenseront pas le même kW économisé ».

[...]

[565] La Régie autorise le budget de 3,6 M\$ réclamé par le Distributeur pour le programme « Charges interruptibles résidentielles », portant le budget total pour les mesures de GDP autres que le programme « GDP Affaires » à 6,9 M\$ pour 2019. » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(iii) Le contrat entre Hilo et le Distributeur couvre une période de 10 ans. Les réductions de puissance présentées au Plan sont des cibles qui seront confirmées annuellement, par un engagement ferme. »

[...]

« Le montant et les modalités de rémunération sont prévus pour la période contractuelle de 10 ans. » [nous soulignons]

(iv) « La méthode de calcul de la puissance effacée est présentement en développement dans le cadre de la période de rodage des activités d'Hilo. En bref, cette méthode consistera à mesurer l'écart entre une puissance de référence et la puissance calculée à partir des données de compteur pendant un événement de GDP.

[...]

La valeur de cette pénalité doit être précisée, par le Distributeur, dans le cadre de la période de rodage des activités d'Hilo.

[...]

Elles correspondent à la période de rodage des activités d'Hilo, soit les deux premières années contractuelles telles que définies à la section 1 du contrat. [nous soulignons]

(v) Les contributions d'Hilo au plan d'approvisionnement sont des cibles (prévisions). Les engagements de réduction de puissance sont communiqués au Distributeur, par Hilo, une fois par année, avant la période d'hiver, en fonction du nombre de participants inscrits aux services d'Hilo. » [nous soulignons]

(vi) « Il n'y a pas de pénalités pour les écarts entre les engagements annuels et ces cibles. Cependant, si Hilo ne respecte pas l'engagement annuel de réduction de puissance pris avec le Distributeur, il devra fournir les justificatifs et produire un plan d'action pour assurer l'atteinte des cibles futures. De plus, une pénalité est prévue au contrat pour tout écart entre l'engagement annuel et la réduction de puissance réalisée.

Si le plan d'action ne peut rassurer le Distributeur quant à l'atteinte des cibles futures, celui-ci pourra ajuster, à la baisse, la contribution d'Hilo prévue au contrat. » [nous soulignons]

(vii) « Veuillez confirmer qu'Hilo ne prend aucun engagement de long terme envers le Distributeur pour ce qui est de la réduction de puissance et que seuls des engagements annuels sont prévus.

Réponse :

Le Distributeur le confirme. » [nous soulignons]

(viii) « 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.

[...]

Le Distributeur comprend que l'agrégateur prévoit, dans une deuxième phase, élargir son offre avec d'autres produits et services, notamment dans les secteurs de la mobilité électrique, du stockage intelligent et de l'autoproduction solaire.

[...]

Hilo a la responsabilité de mettre en place les moyens nécessaires pour atteindre les cibles convenues avec le Distributeur, [...] » [nous soulignons]

(ix) « Éventuellement, des offres pour les clients commerciaux, industriels et institutionnels seront également ajoutées » [nous soulignons]

(x) « Pour ce faire, Hilo déterminera quelle est la contribution des différents types d'habitation, segments de clients ou usages.

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

(xi) « En fait, ces coûts ne seront intégrés aux revenus requis du Distributeur qu'en 2025, soit lorsque le service d'Hilo aura atteint une certaine maturité et que le Distributeur pourra en tirer le maximum de bénéfices. » [nous soulignons]

(xii) « 17.1 Veuillez préciser si Hilo a l'exclusivité de l'implantation des mesures de la référence (ii) pour les secteurs résidentiels, CI et PMI. S'il y a lieu, veuillez préciser les mesures qui sont exclusives à Hilo.

Réponse :

Hilo n'a pas l'exclusivité de l'implantation de ces mesures.

Toutefois, le Distributeur doit accepter et rémunérer les réductions de puissance offertes par Hilo jusqu'à concurrence des cibles du Plan d'approvisionnement, spécifiées à la section 7.1 du contrat. Il n'a donc aucun intérêt à exploiter lui-même des mesures qui le seront par Hilo.

17.2 La référence (iii) mentionne que Hilo a toute la latitude quant à la priorisation des mesures pour la clientèle résidentielle. Veuillez indiquer si Hilo a toute la latitude quant à la priorisation des mesures à implanter pour les secteurs CI et PMI.

Réponse :

Hilo pourrait éventuellement introduire une offre pour les marchés CI et PMI, laquelle ferait l'objet d'une modification au contrat de service. La teneur de cette éventuelle modification n'est évidemment pas déterminée. » [nous soulignons]

(xiii) « D'emblée, le Distributeur souligne que, comme indiqué à la réponse à la question 4.1, le niveau de la rémunération d'Hilo ne découle pas directement des coûts évités ou d'un éventuel coût d'opportunité (réduction des revenus). » [nous soulignons]

(xiv) « Le Distributeur rappelle qu'Hilo doit, de la façon qu'elle le souhaite et dans le respect des clauses contractuelles, atteindre les cibles annuelles d'effacement convenues avec le Distributeur. Le choix des technologies et le rythme de déploiement des mesures pour atteindre ces cibles lui reviennent entièrement. Toutefois, selon les prévisions réalisées au moment de l'élaboration du Plan d'approvisionnement 2020-2029, une part de 40 % des 621 MW prévus à l'horizon 2029 pourrait provenir des technologies visées pour une seconde phase. Cette part pourrait évoluer selon la réception du marché pour les offres d'Hilo et l'évolution des technologies. » [nous soulignons]

Demandes :

- 13.1 Considérant que le Distributeur a reçu, dans la décision D-2019-017 (référence (ii)), l'approbation de la Régie et le budget afin de procéder au déploiement du programme de « Charges interruptibles résidentielles » auprès de 3 500 clients résidentiels, et considérant que la méthode de calcul de la puissance effacée est toujours en développement et ne sera déterminée qu'après une période de rodage de 2 ans, tout comme la valeur des pénalités (référence (iv)), veuillez expliquer pourquoi la convention-cadre et le contrat de service avec la filiale Hilo ont été signés le 21 octobre 2019, sans attendre la conclusion de la période de rodage.
- 13.2 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le Distributeur s'en remet entièrement à la filiale Hilo pour le choix des technologies, des mesures et des segments de clientèle permettant d'atteindre les cibles d'effacement prévues par ce dernier (références (viii) à (x)). Sinon, veuillez expliquer.
- 13.3 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le montant et les modalités de rémunération, par kW effacé, précisés dans le contrat, s'appliqueront à tous les kW effacés quel que soit le choix des technologies, des mesures et des segments de clientèle de la filiale Hilo. Sinon, veuillez expliquer.

- 13.4 La Régie constate à la référence (iii) que le Distributeur s'engage à verser un montant et des modalités de rémunération, par kW effacé, précisés dans le contrat pour une durée 10 ans. En contrepartie, la filiale Hilo ne prend aucun engagement de long terme envers le Distributeur pour ce qui est de la réduction de la puissance, tel que souligné aux références (v) à (vii). Veuillez expliquer et justifier la nécessité, pour le Distributeur, de garantir pour 10 ans la rétribution prévue à l'entente au bénéfice de la filiale Hilo.
- 13.5 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le coût d'implantation d'une mesure, incluant l'installation, de même que le coût unitaire moyen actualisé, sont différents pour chacun des segments de clientèle et peuvent présenter des écarts importants. Sinon, veuillez expliquer.
- 13.5.1 Si oui, veuillez expliquer et justifier la nécessité, pour le Distributeur, de garantir pour 10 ans la même rétribution par kW effacé prévu au contrat quel que soit le coût des mesures retenues par la filiale Hilo.
- 13.6 Veuillez préciser le rôle que pourrait jouer la filiale Hilo dans les secteurs de la mobilité électrique, du stockage intelligent et de l'autoproduction solaire (référence (viii)). Veuillez fournir des exemples pour chacun de ces secteurs.
- 13.7 Veuillez préciser les restrictions et limites des champs d'intervention de la filiale Hilo dans le secteur du stockage intelligent et de l'autoproduction solaire et identifier ce qui demeurera de la responsabilité exclusive du Distributeur.
- 13.8 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie et préciser si des offres pour les clients commerciaux, industriels et institutionnels seront également ajoutées (référence (ix)), à la suite d'une modification du contrat entre le Distributeur et la filiale Hilo, tel qu'indiqué à la référence (xii), ou si cela ferait l'objet d'un contrat distinct. Veuillez commenter.
- 13.9 Veuillez confirmer la compréhension de la Régie à l'effet que le Distributeur et la filiale Hilo peuvent modifier à la hausse comme à la baisse les cibles de réduction de puissance à atteindre par l'Agrégateur pour chacune des années jusqu'en 2028 présentées à l'article 7.1 du contrat de service, à la suite d'une modification du contrat entre le Distributeur et la filiale Hilo. Sinon, veuillez expliquer.
- 13.10 Veuillez préciser si la filiale Hilo peut éventuellement développer une offre pour les clients commerciaux, industriels et institutionnels qui participent au programme GDP Affaires, ou si une telle offre potentiellement concurrentielle, en tout ou en partie, est exclue par le Distributeur. Veuillez expliquer.
- 13.11 Veuillez fournir une description des technologies et des hypothèses d'effacement pour chacune des technologies et pour chacune des années qui ont été incluses dans les prévisions réalisées au moment de l'élaboration du Plan d'approvisionnement 2020-2029, et totalisant une part de 40 % des 621 MW prévus à l'horizon 2029 (référence (xiv)). Veuillez commenter.

- 14. Références :**
- (i) Pièce [B-0005](#), p. 12.
 - (ii) Pièce [B-0009](#), p. 18 et 21.
 - (iii) Pièce [B-0024](#), p. 29.
 - (iv) Pièces [B-0024](#), p. 48 et [B-0042](#), p. 6.
 - (v) Pièce [B-0042](#), p. 12.
 - (vi) Pièce [B-0045](#), p. 9.
 - (iii) Pièce [B-0046](#), p. 49 et 50.
 - (iv) Pièce [B-0046](#), p. 58 à 60.
 - (v) Pièce [B-0047](#), p. 17.

Préambule :

- (i) « 3.2. Offrir de nouvelles mesures d'efficacité énergétique
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 mettra 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) Hilo est présenté parmi les « nouveaux approvisionnements prévus » et est inscrit comme approvisionnement au bilan de puissance du Distributeur.
- (iii) « 9.1.1 Veuillez notamment justifier pourquoi, le cas échéant, le Distributeur considère que ce moyen de gestion de la puissance ne constitue pas un approvisionnement assujéti à ladite procédure. Veuillez élaborer.

Réponse :

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

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

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

(iv) À la pièce B-0024, le Distributeur mentionne notamment ce qui suit :

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

À la pièce B-0042, il indique :

« [...] Le développement de services axés sur la Maison intelligente constitue une activité structurante pour l'entreprise et conséquemment, celle-ci a choisi de la développer par le biais d'une filiale. En recourant à la filiale Hilo, le Distributeur profite d'un nouveau moyen d'approvisionnement flexible, sûr et parfaitement adapté à ses besoins. [...] » [nous soulignons]

(v) En lien avec l'affirmation de la dernière phrase du premier paragraphe de la réponse citée à la référence (iii) et l'affirmation extraite de la pièce B-0024 et soulignée à la référence (iv), le Distributeur répond ce qui suit :

« 5.2 Veuillez concilier l'affirmation soulignée de la référence (i) avec l'affirmation soulignée de la référence (ii)

Réponse :

Le Distributeur ne perçoit aucune incohérence dans les affirmations soulignées. À la référence (i), le Distributeur a sciemment mis entre guillemets l'expression « contrat d'approvisionnement en électricité » puisqu'il réfère au concept tel que défini à l'article 2 de la LRÉ. À la référence (ii), il s'agit d'une utilisation davantage générique du terme approvisionnement. »

(vi) *« 2.1 Relativement à la référence (i), veuillez confirmer que la position du Distributeur est à l'effet que l'entente avec Hilo n'est pas soumise à la procédure d'appel d'offres parce qu'elle a été conclue à un moment où il n'était pas requis d'acquérir de la puissance additionnelle et que, par conséquent, elle ne vise pas à rencontrer des besoins additionnels, mais à économiser les ressources présentement disponibles.*

Réponse :

Le Distributeur confirme que l'entente avec Hilo n'est pas soumise à la procédure d'appel d'offres, mais pas pour le motif invoqué dans la question. En effet, cette entente vise à économiser les ressources présentement disponibles. Il n'y a donc pas besoin de recourir à la procédure d'appel d'offres, qui s'applique lorsqu'il y a un moyen d'approvisionnement additionnel à acquérir. » [nous soulignons]

(vii) En réponse à la question 40 du RNCREQ, le Distributeur fournit des précisions relatives au programme GDP Affaires et à sa comparaison avec Hilo.

(viii) « 48.5 À la référence (v), il est suggéré que le contrat avec Hilo n'est pas un contrat d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Veuillez :

*48.5.1 confirmer que les besoins à la pointe selon le Bilan de Puissance (B-0009, Tableau 3.2) excèdent les approvisionnements d'électricité patrimoniale;
et*

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

48.5.2 expliquer en quoi l'approvisionnement en puissance fournie par Hilo ne contribue pas à satisfaire les besoins en puissance des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale.

Réponse :

Les moyens de GDP, dont Hilo, permettent de repousser un appel d'offres pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme en contribuant à l'économie de ressources énergétiques. Toutefois, au sens de la LRÉ, il ne s'agit pas de « contrats d'approvisionnement en électricité » requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale.

Voir également les réponses aux questions 2.1 à 2.5 de la FCEI à la pièce HQD-5, document 6.

48.6 À la référence (v), il est indiqué que le service offert par Hilo consiste en une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur. Veuillez définir ce que le Distributeur entend par « ressources énergétiques présentement disponibles » en l'opposant à des ressources qui ne seraient pas disponibles.

48.6.1 Veuillez préciser la nature des ressources énergétiques auxquelles fait référence le Distributeur. S'agit-il des ressources physiques (p. ex. des plinthes électriques, chauffe-eau) ou considère-t-il le potentiel de réduction de la consommation comme une ressource énergétique? Veuillez élaborer sur votre réponse.

Réponse :

Quand le Distributeur mentionne « une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients », il fait effectivement référence à une réduction de l'usage des équipements physiques comme ceux destinés au chauffage des espaces ou de l'eau.

48.7 Sachant que l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie (LRÉ), mentionné par le Distributeur à la référence (v), assimile le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique à un fournisseur d'électricité pour l'application de cet article :

48.7.1 Veuillez expliquer la compréhension du Distributeur de la relation entre l'efficacité énergétique (EÉ) et la gestion de la demande en puissance (GDP). La GDP est-elle une sous-catégorie de l'EÉ, ou un concept distinct? Toute initiative de GDP est-elle nécessairement une initiative d'EÉ ou est-ce que certaines initiatives de GDP sont des initiatives d'EÉ alors que d'autres ne le sont pas?

Réponse :

Le Distributeur est d'avis que la question présente un caractère très théorique et sans application pratique au présent dossier.

En effet, le Distributeur rappelle que ce n'est qu'aux fins de l'application de l'article 74.1 de la LRÉ que le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique pourra être assimilé à un fournisseur d'électricité. Il y a donc comme prémisses à une telle assimilation le besoin de lancer un appel d'offres pour combler un besoin.

Cette possibilité prévue à l'article 74.1 pour le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique n'a aucunement comme effet de restreindre la mise en place de toute initiative, peu importe comment celle-ci est qualifiée (mesure d'efficacité énergétique, offre tarifaire), qui vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients.

48.7.2 Comment le Distributeur détermine-t-il dans quels cas il aura recours ou non à la procédure d'appel d'offre visée à l'article 74.1 LRÉ pour acquérir des services de mise en marché et d'exploitation de produits et services d'efficacité énergétique? Sur quels critères ou circonstances base-t-il ce choix?

Réponse :

Le Distributeur a recours à la procédure d'appel d'offres visée à l'article 74.1 de la LRÉ lorsqu'il a un besoin à combler. Dans un tel cas, comme prévu à l'article 74.1, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique pourra être considéré comme un fournisseur d'électricité. » [nous soulignons]

(ix) « 3.8. En réponse à la question 9.1.1 de la Régie (référence ii)), Hydro-Québec se réfère aux arguments énoncés par la Régie au paragraphe 173 de sa décision D-2019-164 relativement au Programme GDP Affaires à l'effet qu'il s'agit d'un produit de puissance résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants et, d'autre part, qu'il soit retiré des ressources déjà disponibles. Veuillez justifier cette position alors que la décision de la Régie relativement à l'appel d'offres dans le cadre du programme GDP Affaires visait l'acquisition directe de puissance auprès de la clientèle tandis que dans le cas de Hilo, il s'agit plutôt de l'acquisition indirecte de puissance via un service d'agrégation auprès d'un tiers. [l'intervenant souligne]

Réponse :

Dans un cas comme dans l'autre, il s'agit d'une mesure visant une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques disponibles chez les clients du Distributeur. »

Le recours à une nouvelle gamme de produits et services qui seraient offerts par Hilo est présenté par le Distributeur comme un nouvel approvisionnement à son bilan de puissance. Il le qualifie comme étant un nouveau moyen d'approvisionnement flexible, sûr et parfaitement adapté à ses besoins.

Par ailleurs, le Distributeur indique qu'il ne s'agit pas d'un approvisionnement additionnel assujéti à la procédure d'appel d'offres visée à l'article 74.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi), d'une part, parce que, selon lui, il ne s'agit pas d'un « *contrat d'approvisionnement en électricité* » tel que défini à l'article 2 de la Loi et, d'autre part, parce que le service offert par Hilo vise à économiser les ressources énergétiques disponibles chez les clients du distributeur, que ce dernier identifie comme étant les équipements physiques des clients, comme ceux destinés au chauffage des espaces ou de l'eau.

Le Distributeur réfère également au paragraphe 173 de la décision D-2019-164, que la Régie a rendue à l'égard du programme GDP Affaires, après le dépôt des pièces en références i) et ii), comme s'appliquant « *mutatis mutandis* » au service offert par Hilo.

Enfin, le Distributeur indique que le recours à ladite procédure d'appel d'offres s'applique et qu'un promoteur d'efficacité énergétique peut être considéré comme un fournisseur d'électricité, lorsque le Distributeur a un besoin à combler.

Demandes :

14.1 Veuillez préciser ce qu'est, selon le Distributeur, un « projet d'efficacité énergétique » au sens de l'article 74.1 de la Loi.

14.1.1 Veuillez notamment élaborer sur les distinctions à faire, le cas échéant, ainsi que les relations à établir entre cette notion et celles de « mesures d'efficacité énergétique » visées à l'article 72 de la Loi, de même qu'avec les notions couramment utilisées de « intervention en efficacité énergétique », « initiative en efficacité énergétique » et « programme en efficacité énergétique ». Dans votre réponse, veuillez également

comparer la notion de « projet d'efficacité énergétique » à celle de « sources d'approvisionnement conventionnelles », mentionnées à l'article 74.1.

- 14.1.2 Veuillez indiquer si une distinction doit être faite, à ces égards, selon que le Distributeur procède lui-même à la mise en place de tels mesures et projets ou qu'il en confie la responsabilité à de tierces parties. Veuillez notamment préciser si une distinction doit être faite selon qu'une telle tierce partie agit comme mandataire du Distributeur dans l'exécution de démarches entièrement devisées et contrôlées par le Distributeur, ou que cette tierce partie a une obligation de résultat tout en conservant l'entière liberté du choix des démarches et moyens pour y arriver.
- 14.1.3 Veuillez concilier les diverses affirmations mentionnées aux références (i) à (ix) et indiquer, de façon précise, pourquoi, selon le Distributeur, les services offerts par Hilo ne correspondent pas, en tant que nouvel approvisionnement, à un besoin à combler selon la procédure d'appel d'offres précitée, ou à un projet d'efficacité énergétique offert par un tiers.
- 14.2 Veuillez effectuer, de façon détaillée, une comparaison entre les produits et services offerts par Hilo et le produit visé par le Programme GDP Affaires à propos duquel la Régie a rendu la décision D-2019-164. Veuillez notamment comparer ces deux produits, du point de vue de leur nature juridique :
- 14.2.1 en fonction de l'analyse soumise par le Distributeur dans le dossier R-4041-2018 et résumée aux paragraphes 35 à 49 de la décision D-2019-164; et
- 14.2.2 en fonction de l'analyse faite par la Régie à cet égard aux paragraphes 151 à 208 de ladite décision.

**RÉSEAUX AUTONOMES
TRANSITION ÉNERGÉTIQUE OU CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES
À L'ÉNERGIE RENOUVELABLE**

15. Référence : Pièce [B-0005](#), p. 14 et 15.

Préambule :

« *Quatre principes directeurs guident les décisions du Distributeur relatives aux projets de transition :*

- *un impact environnemental positif;*
- *la fiabilité du service d'électricité;*
- *un accueil favorable des communautés;*
- *la réduction des coûts d'exploitation.*

D'ici la fin de 2020, le Distributeur souhaite avoir lancé des initiatives de transition dans l'ensemble des réseaux autonomes. » [nous soulignons]

Dans l'illustration en page suivante, le Distributeur donne 6 exemples de projets. Il est également précisé qu'il y a 22 réseaux autonomes et 24 centrales.

Demande :

15.1 Veuillez indiquer les différents types d'initiatives de transition que le Distributeur prévoit avoir lancé d'ici les 6 prochains mois dans chacun des 22 réseaux autonomes et élaborer sur lesquelles le Distributeur prévoit ou non déposer des demandes d'autorisation à la Régie.

RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE

- 16. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 33-34;
 - (ii) [D-2017-054](#), p. 16;
 - (iii) [D-2017-054](#), p. 15;
 - (iv) [D-2013-037](#), p. 116-118;
 - (v) Pièce [B-0010](#), p. 39;
 - (vi) Dossier R-4057-2018, Pièce [B-0022](#), p. 17, 20, 39 et 40.

Préambule :

(i) Le tableau 5.1 montre que, pour le réseau de Schefferville, un déficit de puissance est prévu pour l'hiver 2026-2027. En page suivante, le Distributeur explique sa stratégie pour les réseaux en déficit de puissance à l'horizon du Plan. À part trois réseaux dont Schefferville ne fait pas partie, le Distributeur explique qu'il appliquera sa stratégie présentée à la section 6.2, laquelle porte sur la conversion des réseaux autonomes à l'énergie renouvelable en fonction de quatre critères.

(ii) « [50] Plus particulièrement, la Régie juge que cet investissement est nécessaire afin d'éliminer le risque important de débordement à la centrale des Menihek, lors des crues printanières, ainsi que les conséquences négatives que cela pourrait avoir sur l'alimentation de la charge de la ville de Schefferville. En outre, ces travaux constituent la seule option permettant d'assurer l'approvisionnement électrique à cette région dans un horizon prévisible. » [nous soulignons]

(iii) « [43] Le contexte inhérent à la centrale des Menihek est particulier. Elle est située au Labrador et Nalcor, sa propriétaire, demeure le maître d'œuvre de tous les travaux qui y sont effectués. Ceci constitue un facteur de complexité déterminant pour la planification et la réalisation des études et travaux. La Régie estime qu'une approche prudente du Distributeur dans ses investissements sur la centrale des Menihek est justifiée. C'est pourquoi, la Régie accepte que la

présente demande d'autorisation du Projet soit considérée isolément et non dans le cadre d'un projet global de réfection de la centrale. [...]

[45] La Régie encourage le Distributeur à saisir les occasions de valoriser tout le potentiel hydroélectrique de la centrale des Menihék, afin de réduire l'impact tarifaire des investissements qui y seront requis et d'informer la Régie de tout développement à ce titre. »

(iv) « [463] Le Distributeur précise que le dossier de prise en charge du réseau de Schefferville reposait sur un rapport d'audit sommaire de l'état des installations de ce réseau, alors que les prévisions d'investissements pour les cinq prochaines années reposent sur l'expérience acquise en exploitant ce réseau depuis 2006. Ainsi, les priorités d'investissement s'orientent maintenant vers la centrale Mehinek.

[464] Le Distributeur revoit constamment sa planification en tenant compte de son niveau de risque et de l'évolution du contexte. C'est ainsi qu'il a abandonné le projet de reconstruction complète des lignes de transport qui acheminent l'énergie de la centrale à la communauté de Schefferville. Il a plutôt opté pour des solutions de maintenance (changement de traverses, remplacement de poteaux et d'isolateurs) permettant d'assurer la fiabilité des infrastructures en place au moindre coût. Le Distributeur entend poursuivre cette stratégie en 2013 et augmenter la cadence, au besoin, en 2014 et 2015.

[465] Le Distributeur prévoit également des travaux sur le réseau de distribution afin d'en assurer la conformité et une meilleure performance, compte tenu des besoins associés au chauffage électrique des locaux. Étant donné les problèmes de puissance et de tension sur les artères de 4 kV, il procède graduellement à la conversion du réseau de distribution à 25 kV en se basant sur les prévisions de charge annuelle.

[466] Le RNCREQ souligne que le mauvais indice de continuité du service à Schefferville n'a jamais impliqué de défaut de démarrage des génératrices électriques par froid extrême. En effet, de nombreuses autres causes expliquent les défaillances du réseau de Schefferville.

*[467] **La Régie prend acte des efforts du Distributeur pour repousser les réfections complètes du réseau initialement prévues lors de la prise en charge du réseau de Schefferville.** Elle note également la préoccupation du Distributeur de minimiser les risques et les coûts d'exploitation de ce réseau. Toutefois, elle constate une accélération importante des investissements, qui atteignent 90 M\$ pour les cinq prochaines années, au lieu des 90 M\$ prévus sur 40 ans dans le dossier de prise en charge. Par ailleurs, le Distributeur n'a toujours pas produit de PTÉ ni de plan d'intervention en efficacité énergétique spécifique à Schefferville, alors que la consommation unitaire par abonné résidentiel est de 80 % plus élevée à Schefferville que chez les clients du Lac Robertson ayant un profil similaire.*

[468] Environ 60 des 90 M\$ d'investissements annoncés sont associés à la centrale Mehinek seulement alors que le Distributeur n'en est pas le propriétaire et que la venue de grands projets miniers peut représenter d'importants changements pour Schefferville, incluant la possibilité de nouvelles sources d'approvisionnements pour le Distributeur. Ce dernier indique que les

investissements prévus à la centrale Mehinek seront présentés séparément à la Régie, sous la forme de trois demandes d'autorisation.

[469] La Régie juge qu'il lui sera difficile de se prononcer sur la pertinence des investissements prévus à Mehinek s'ils sont présentés isolément. En effet, l'enjeu est plutôt d'évaluer si le choix de réaliser cet ensemble d'investissements à la centrale Mehinek, à hauteur de 60 M\$, demeure le meilleur choix d'approvisionnement pour assurer la fiabilité du service, par rapport aux autres options envisageables pour alimenter Schefferville. La Régie est également préoccupée par l'ampleur des investissements prévus pour les infrastructures durables de la centrale, alors que le contrat entre le Distributeur et NALCOR prévoit la possibilité d'une reprise éventuelle de la centrale par cette dernière.

[470] Par ailleurs, la Régie s'étonne qu'il n'y ait pas eu de travaux au poste de départ de la centrale depuis 1982 et que des investissements urgents semblent nécessaires à cause de courts-circuits dans des caniveaux non étanches. Pourtant, un budget de 12,4 M\$ avait été octroyé en 2006 pour des travaux urgents à Mehinek, incluant spécifiquement « la réfection du poste de départ de la Centrale ».

[471] La Régie réitère donc les demandes qu'elle a formulées dans ses décisions D-2011-162 et D-2012-024. Elle demande au Distributeur que soit présentée, à l'occasion de la prochaine demande d'investissement de plus de 10 M\$ liée à la centrale Mehinek ou à la ligne raccordant cette centrale à Schefferville, une mise à jour des investissements et des approvisionnements envisagés dans le dossier R-3602-2006. Elle demande également au Distributeur qu'il démontre que ces investissements demeurent l'option la plus avantageuse en fonction des différents scénarios d'approvisionnement possibles, selon les données les plus récentes qu'il aura alors à sa disposition. »

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

(vi) En page 17, le Distributeur explique :

« Réseaux autonomes :

Les investissements prévus pour 2019 s'élèvent à 10,9 M\$, en hausse de 10,2 M\$ par rapport à ceux reconnus pour 2018. Les investissements prévus permettront notamment au Distributeur d'effectuer des projets intégrant les énergies renouvelables en réseaux autonomes tels qu'un projet d'éoliennes à intégrer au réseau de Quaqaq ainsi qu'un projet de jumelage éolien-diésel aux Îles-de-la-Madeleine. Le détail de cette hausse est présenté au tableau C-2 de l'annexe C. »

En page 20, on peut lire :

« *Le Distributeur prévoit réaliser au Nunavik un projet de construction d'une nouvelle centrale (Tasiujaq) ainsi que deux projets d'augmentation de puissance (Kuujjuarapik et Kangiqsujuaq).* »

[...]

« *Comme indiqué dans le dossier R-3999-201716, le Distributeur prévoit devoir effectuer une réhabilitation des digues de l'aménagement des Menihék. Les travaux devraient s'échelonner de 2020 à 2024.* » [nous soulignons]

[...]

« *Le Distributeur prévoit effectuer la réfection d'une ligne de transport à 69 kV afin de sécuriser l'alimentation du réseau des Îles-de-la-Madeleine. La corrosion des équipements, due à l'air salin, rend cette réfection nécessaire.* »

Aux pages 39 et 40, le Distributeur présente ses investissements de plus de 1 M\$ prévus en réseau autonome, pour le *Maintien des actifs* (dans lesquels la centrale de Menihék de Schefferville occupe une grande importance) et pour répondre à la *Croissance de la demande* :

**TABLEAU C-1 :
INVESTISSEMENTS EN MAINTIEN DES ACTIFS DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)**

Projets et activités	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Centrales de production				
Parc à carburant (Ivujivik)	2,8	0,3	1,3	
Parc à carburant (La Romaine)	4,8		0,1	
Parc à carburant (Tasiujaq)		0,3	1,4	
Parc à carburant (Kangiqsualujuaq)	1,4		0,1	
Parc à carburant (Aupaluk)	1,4			
Parc à carburant (Umiujaq)	1,9		0,3	
Abri à barils (Purvirnituk)		1,1	0,4	1,9
Automatisation à remplacer (Kangiqsualujuaq)			1,2	
Automatisation à remplacer (Kangiqsujuaq)		0,9	1,5	
Automatisation à remplacer (Quaqtaq)			0,1	1,1
Système de levage à l'évacuateur de crues (Menihék)	0,9	0,6	0,9	0,5
Système de commande manuelle (Îles-de-la-Madeleine)	0,3	0,9	0,4	
Réfection des cheminées (Îles-de-la-Madeleine)	0,1	3,0	0,2	6,6
Poutrelles du pertuis (Menihék)	0,1		1,1	
Chariot-treuil pour poutrelles du pertuis (Menihék)	1,0		0,2	
Remplacement des câbles de puissance et commande (Menihék)	0,3	2,3	2,4	
Remplacement des auxiliaires de centrale (Menihék)	0,6	2,4	2,0	
Avant-projets - Réfection des digues (Menihék)			2,5	4,5
Autres ¹	6,9	9,3	4,0	4,4
Total	22,5	21,0	19,9	19,0

¹ Dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

TABLEAU C-2 :
INVESTISSEMENTS EN CROISSANCE DE LA DEMANDE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES (M\$)

Projets et activités	Année historique 2017	Autorisé 2018 (D-2018-025)	Année de base 2018	Année témoin 2019
Réseau de distribution				
Programme d'équipement ¹	0,7	1,8	0,6	0,8
Alimentation des abonnés ¹	2,3	1,8	1,7	1,7
Autres investissements	1,2	0,7	4,1	10,9
Éolienne 100 kW à intégrer au réseau (Quaqtaq)			0,2	4,5
Autres avant-projets (projets majeurs) ¹	0,2	0,4	0,8	0,7
Augmentation de puissance (Umiujaq)	0,2	0,2	0,5	2,9
Ajout de génératrice (Salluit)		0,1	1,7	
Augmentation de puissance (Salluit)			0,3	0,7
Jumelage éolien-diésel (Iles-de-la-Madeleine)			0,4	1,7
Autres ¹	0,8		0,2	0,4
Total	4,2	4,3	6,4	13,4

¹ Dont la valeur individuelle est inférieure à 1 M\$.

Demands :

En page 34 de la référence (i), le Distributeur ne précise pas ses intentions pour combler le déficit de puissance du réseau de Schefferville, autre que sa politique de conversion des réseaux autonomes à l'énergie renouvelable. Or, Schefferville est alimenté par la centrale hydroélectrique de Menihék dans laquelle une série d'investissements a été prévue, ainsi que dans la ligne de transport vieillissante de 60 km, reliant la centrale de Menihék au réseau de Schefferville.

Les questions qui suivent ont comme objectif de connaître les prévisions d'investissements du Distributeur pour répondre à la croissance de la demande et pour assurer le maintien, et donc la fiabilité, des actifs de production et de transport du réseau de Schefferville.

- 16.1 Veuillez confirmer qu'il n'y a pas de plan de conversion du réseau de Schefferville et que l'option de la centrale de Menihék comme source principale d'approvisionnement en électricité, avec le recours à des génératrices d'appoint en cas de bris d'un des groupes ou d'un problème sur la ligne électrique demeurent l'option privilégiée pour Schefferville.
- 16.2 La Régie constate en référence (v) que le programme d'isolation des entre-toits a été abandonné à Schefferville parce que les soumissions reçues ne permettaient pas de le déployer de façon rentable. Veuillez fournir les paramètres et les calculs qui ont permis au Distributeur de déduire que ce programme n'était pas rentable en 2019.
- 16.3 Avec un déficit de puissance prévu d'ici 2027, veuillez élaborer sur les intentions du Distributeur quant à la possibilité de relancer ce programme à Schefferville, d'ici un horizon de 5 ans.

- 16.4 Veuillez élaborer sur le scénario de développement de l'activité minière qui a été pris en considération dans la prévision de la demande de Schefferville au présent plan d'approvisionnement. Veuillez montrer l'impact sur le bilan en énergie et en puissance du réseau, d'un scénario de développement plus important ou plus précoce et élaborer sur ses probabilités.
- 16.5 Veuillez faire le point sur les opportunités évaluées par le Distributeur de répondre à la demande de la Régie au paragraphe [45] de la décision D-2017-054 (référence (iii)), de valoriser les surplus de la centrale Menihek.
- 16.6 Veuillez faire le point sur les risques, compte tenu d'une possible reprise de l'activité minière au Labrador dans la région de Menihek, qu'il y ait une reprise du contrat de fourniture d'électricité par NALCOR, le propriétaire de la centrale Menihek (référence (iii)).
- 16.7 Veuillez élaborer sur la fiabilité de la centrale, des digues et du barrage de la centrale Menihek et les besoins d'investissements d'ici 2025.
- 16.8 Veuillez élaborer sur la fiabilité de la ligne de transport et les éléments du réseau de Schefferville et les besoins d'investissements d'ici 2025.
- 16.9 Veuillez enfin élaborer sur les projets et les investissements prévus à ce jour en *Maintien des actifs* et pour répondre à la *Croissance de la demande* rendus nécessaires avant 2025 pour les réseaux autonomes qui présentent un déficit en puissance sur la durée du plan d'approvisionnement.
- 16.10 Veuillez élaborer plus en détail sur les projets de nouvelle centrale à Tasiujaq (référence (vi)) et de ligne de transport à 69 kV aux IDLM.

- 17. Références :**
- (i) Pièce [B-0024](#), p. 63;
 - (ii) Décision [D-2019-173](#), p. 16;
 - (iii) Décision [D-2019-173](#), p. 17.

Préambule :

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

Dans le contexte d'une centrale privée, le Distributeur considère le tout comme un seul groupe même si la centrale privée possède deux groupes, par exemple, car le Distributeur n'a pas de certitude sur la redondance des autres équipements et la disponibilité de la ressource. La perte

d'un équipement non redondant ou de la ressource renouvelable amènera une perte de production des deux groupes. C'est pourquoi, à Inukjuak, le Distributeur ne considère pas distinctement la puissance des deux groupes du producteur privé dans le calcul du critère de fiabilité en puissance. »

(ii) « [52] Le deuxième investissement est lié à la construction d'une nouvelle centrale diesel de réserve sur un nouveau site, au coût annoncé de 28 M\$, pour une mise en service prévue dès 2024. Les caractéristiques de cet investissement demeurent inconnues, ainsi que la démonstration de son utilité pour la conversion du réseau. » [nous soulignons]

(iii) « *Toutefois, ceci ne constitue pas une autorisation explicite des investissements liés à ces fonctionnalités. L'analyse technico-économique relative aux investissements, tant pour l'opérationnalisation du Contrat que pour la centrale de réserve, sera examinée plus en détails lors de leur autorisation, selon le cadre réglementaire applicable.* »

Demandes :

- 17.1 Veuillez confirmer que l'affirmation exprimé dans la première phrase de la référence (i) s'applique uniquement au solaire et au photovoltaïque associé à aucun stockage et pas à des ressources renouvelables stockables, comme la biomasse alimentant, par exemple, une centrale à biomasse.
- 17.2 Veuillez, sur la base des expériences de micro-réseaux du Distributeur, élaborer sur la combinaison photovoltaïque / éolien pour diversifier la source renouvelable et garantir un approvisionnement plus stable ou ayant plus de chances de coïncider à la pointe.
- 17.3 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne pourrait pas s'assurer d'avoir de redondance des équipements d'une centrale privée avec laquelle il a conclu un contrat de fourniture, notamment dans le cas où la centrale privée est construite exclusivement pour ce contrat de fourniture qui ne peut avoir d'autres clients que le Distributeur puisque l'on est dans un réseau autonome ?
- 17.4 Dans le cas précis d'Inukjuak, veuillez expliquer pourquoi une entente avec le propriétaire de la centrale en cours de conception et de construction ne serait pas avantageuse, pour avoir suffisamment de redondance dans les contrôles ou réaliser certains investissements additionnels permettant au Distributeur de s'assurer d'avoir en permanence au moins un des deux groupes hydroélectriques de la centrale disponible pour son bilan de puissance.
- 17.5 Veuillez donner un ordre de grandeur des coûts de telles modifications.
- 17.6 Veuillez élaborer sur l'état d'avancement du projet d'Inukjuak et les réflexions du Distributeur sur le besoin de construire une nouvelle centrale diesel à Inukjuak, notamment dans la possibilité qu'il puisse considérer un des deux groupes hydro-électriques de la centrale pour son bilan de puissance.

- 18. Références :**
- (i) Pièce [B-0010](#), p. 33-34;
 - (ii) Pièce [B-0010](#), p. 39;
 - (iii) Pièce [B-0048](#), p. 27;
 - (iv) Décision [D-2015-013](#), p. 40.

Préambule :

(i) « Pour l'hiver 2019-2020, les réseaux d'Aupaluk et de Kangiqsualujjuaq présentent des déficits en puissance. Toutefois, les équipements actuels dans ces deux réseaux seront suffisants pour répondre aux besoins étant donné qu'un dépassement n'est anticipé que pour un nombre limité d'heures.

Pour la pointe 2020-2021, le Distributeur prévoit augmenter la puissance du groupe de 5 210 kW à Aupaluk. Pour les réseaux d'Ivujivik et de Kangiqsualujjuaq, des analyses sont en cours dans le but de déterminer la meilleure solution de rechange.

Pour les autres réseaux présentant un déficit sur l'horizon du Plan, le Distributeur appliquera sa stratégie présentée à la section 6.2. »

TABLEAU 5.1 :
MARGE DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX
APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION

en kW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Îles-de-la-Madeleine										
Cap-aux-Meules ⁽¹⁾	6 574	5 666	4 835	4 038	3 287	2 543				
L'Île-d'Entrée	495	495	495	495	494	494	494	494	494	493
Nunavik										
Akulivik	433	416	398	379	360	341	322	304	286	268
Aupaluk	(34)	(93)	(123)	(133)	(145)	(157)	(167)	(178)	(187)	(197)
Inukjuak ⁽²⁾⁽⁴⁾	324	252	207	647	566	487	422	362	304	244
Ivujivik	0	(15)	(30)	(45)	(60)	(74)	(89)	(103)	(117)	(130)
Kangiᓁsualujuaᓁ	(51)	(73)	(97)	(122)	(147)	(171)	(196)	(221)	(245)	(269)
Kangiᓁsujuaᓁ ⁽¹⁾	872	855	838	822	801	780	760	740	720	701
Kangirsuk	70	58	47	37	28	19	10	1	(8)	(17)
Kuujuaᓁ	366	281	190	94	(4)	(103)	(201)	(296)	(391)	(483)
Kuujuaᓁrapik ⁽¹⁾	1 404	1 341	1 298	1 268	1 238	1 209	1 181	1 154	1 128	1 102
Puvimituᓁ	215	134	58	(14)	(83)	(149)	(213)	(276)	(337)	(395)
Quaqtaᓁ	33	19	4	(11)	(26)	(41)	(55)	(70)	(85)	(100)
Salluit ⁽¹⁾	1 524	1 467	1 425	1 390	1 354	1 318	1 282	1 247	1 213	1 180
Tasiujaᓁ ⁽¹⁾	430	420	410	399	389	379	368	359	349	340
Umiujaᓁ	182	164	146	129	112	95	79	63	48	33
Basse Côte-Nord										
Lac Robertson	1 833	1 793	1 765	1 744	1 726	1 711	1 697	1 684	1 672	1 660
La Romaine ⁽¹⁾	433	402								
Port-Menier	420	415	410	404	398	392	385	379	373	367
Schefferville										
Schefferville	1 073	893	712	541	382	232	89	(46)	(174)	(295)
Haute-Mauricie										
Clova	18	16	14	12	11	9	7	5	3	1
Obedjiwan ⁽²⁾	342	289	237	183	128	70	11	(50)	(112)	(174)

1. Avec groupes électrogènes mobiles pour assurer temporairement le respect du critère de fiabilité.
2. Inclut l'option d'électricité interruptible.
3. Raccordement au réseau intégré prévu.
4. Raccordement de la centrale hydroélectrique privée prévue en 2022.

(ii) « Le Distributeur poursuivra ses campagnes de sensibilisation à l'hiver auprès de la clientèle résidentielle, afin que cette dernière continue d'adopter les comportements écoénergétiques par temps froid et plus spécifiquement durant les heures de pointe. »

(iii) « Les clients des réseaux autonomes ne peuvent pas participer au programme GDP Affaires, car leur période de pointe ne coïncide pas à celle du réseau intégré. »

(iv) « [169] La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du prochain plan d'approvisionnement, réseau par réseau, une liste des clients CII communautaires ou privés qui bénéficient du PUEÉRA pour leur besoin de chaleur, ainsi que ceux qui possèdent déjà des groupes électrogènes. » [nous soulignons]

Demandes :

- 18.1 La Régie constate en référence (i) que 7 des 22 réseaux autonomes seront en déficit de puissance à l'horizon du Plan. Le Distributeur ne fournit des détails sur la façon d'y répondre que pour 3 d'entre eux et renvoie à la section 6.2 pour les 4 autres alors que cette section ne parle que de projets de conversion à l'énergie renouvelable. Veuillez élaborer.
- 18.2 Veuillez préciser si le Distributeur a dressé l'inventaire demandé, tel que mentionné en référence (iv) des clients CII des réseaux autonomes possédant des génératrices diesel dont le recours permettrait au Distributeur de retarder ou d'éviter des investissements durables dans la filière de la production diesel. Si oui, veuillez le présenter. Si non, veuillez fournir l'information demandée pour les 4 autres réseaux qui seront prochainement en déficit de puissance selon le critère de fiabilité.
- 18.3 Veuillez présenter les initiatives de mise à contribution de la clientèle des réseaux autonomes des secteurs commercial et institutionnel pour réduire leur demande d'électricité en période de pointe afin de retarder les déficits de puissance et les besoins d'investissement qu'ils déclenchent.
- 18.4 Veuillez expliquer en quoi le fait que la pointe des réseaux autonomes ne coïncide pas avec celle du réseau intégré, tel qu'expliqué en référence (vii) et même si la gestion de leur pointe n'influe en rien celle du réseau intégré, empêcherait l'existence d'un programme GDP Affaires ou d'électricité interruptible adapté aux niveaux de puissance des réseaux autonomes et qui aideraient à gérer la pointe propre à chacun de ces réseaux et donc à résoudre leur déficit de puissance.

19. Référence : Pièce [B-0024](#), p. 72.

Préambule :

« Le Distributeur précise que le projet de biomasse permettant d'alimenter l'aréna est compatible avec un projet éolien. »

Demandes :

- 19.1 Veuillez expliquer en quoi le projet de biomasse permettant d'alimenter l'aréna est compatible avec un projet éolien.
- 19.2 Veuillez notamment clarifier les points suivants :
- 19.2.1 Le projet de biomasse en est-il un de production d'électricité ?

19.2.2 Si c'est le cas, pourquoi la production d'électricité serait-elle exclusivement dédiée à l'alimentation de l'aréna, ne pourrait-elle pas alimenter le réseau, incluant l'aréna ?

19.2.3 Y a-t-il une possible complémentarité des deux projets ? Veuillez notamment expliquer s'il y a des gains de fiabilité d'approvisionnement à combiner une source d'énergie stockable comme la biomasse à une source d'énergie à bas coût mais intermittente comme l'éolien ?

- 20. Références :**
- (i) Pièce [B-0048](#), p. 27;
 - (ii) Pièce [B-0046](#), p. 83-84;
 - (iii) Pièce [B-0048](#), p. 10.

Préambule :

(i) « *Plusieurs programmes en efficacité énergétique ont été implantés par le passé dans l'ensemble des réseaux autonomes dont, entre autres, le programme Remplacement de l'éclairage des bâtiments résidentiels et commerciaux.* » [nous soulignons]

(ii) « *Les travaux effectués par l'entrepreneur mandaté par le Distributeur en lien avec le programme de Remplacement de produits d'éclairage efficace dans les bâtiments Affaires du Nunavik se sont poursuivis. Le potentiel en économies d'énergie est plus élevé que prévu. Les résultats totaux seront connus en fin d'année 2019, soit à la date où prendra fin cette intervention.* »

(iii) « *Les résultats cumulatifs comptabilisés au 31 décembre 2019 du programme Remplacement de produits d'éclairage efficace dans les bâtiments Affaires sont de 8,3 GWh pour l'ensemble des villages du Nunavik.* [...] »

Faisant suite aux audits énergétiques, une étude de potentiel en efficacité énergétique pour le Nunavik a été produite en 2019 par la firme Econoler. Dans cette étude, un certain nombre de pistes ont été avancées, dont l'une fait déjà l'objet d'un programme (éclairage Affaires). Toutefois, avant d'aller plus loin dans la mise en oeuvre de ces pistes, le Distributeur désire d'abord consulter et impliquer les différentes parties prenantes du Nunavik. » [Nous soulignons]

Demande :

20.1 Veuillez déposer l'étude de potentiel en efficacité énergétique pour le Nunavik produite en 2019 par Econoler, mentionnée en référence (iii).