

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2
DE LA RÉGIE**

**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 rationalisation 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 6		2 ans 5		3 ans 4		4 ans 3		5 ans 2		6 ans 1	
	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 (($\sum \text{écart}^2$) / 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.

Réponse :

1 D’une part, le Distributeur rappelle que l’évaluation de la performance
 2 présentée à la référence (iii) s’appuie sur peu d’occurrences de réalisation,
 3 allant de 1 réalisation sur l’horizon 6 ans à 6 réalisations sur l’horizon 1 an.

4 D’autre part, l’analyse de performance présentée au tableau 2.14 de la
 5 référence (iii) est grandement affectée par deux principaux éléments :

- 6 • le conflit de travail chez ABI touchant la performance sur l’année 2018
 7 (une réalisation pour chaque horizon de prévision) ;
- 8 • la surestimation de la demande industrielle lors de la première année
 9 d’utilisation des nouveaux modèles de prévision du Distributeur aux
 10 fins de l’État d’avancement 2012.

11 En excluant ces deux éléments, les secteurs Industriel Grandes entreprises
 12 (GE) et Industriel Petites et moyennes entreprises (PME) présenteraient une
 13 performance nettement meilleure.

TABLEAU R-1.1 :
PERFORMANCE DES MODÈLES DE PRÉVISION DU SECTEUR INDUSTRIEL (GE ET PME)
CORRIGÉE POUR LE CONFLIT DE TRAVAIL CHEZ ABI.

<i>Horizon</i>	<i>Nombre de résultats disponibles</i>	<i>Écart moyen *</i>	<i>Erreur-type RCMCE **</i>
<i>à 1 an</i>	5	-0.57%	1.87%
<i>à 2 ans</i>	4	0.90%	2.98%
<i>à 3 ans</i>	3	2.47%	3.55%
<i>à 4 ans</i>	2	2.94%	3.44%
<i>à 5 ans</i>	1	0.58%	0.58%

Notes:

** Moyenne des écarts en pourcentage entre les besoins prévus et réels*

*** La racine carrée des moyennes des carrés des écarts entre les besoins prévus et réels*

14 Par ailleurs, les efforts du Distributeur au chapitre de l’amélioration continue de
 15 ses modèles lui ont permis d’identifier plusieurs facteurs qui ont mené à la
 16 surestimation historique des prévisions des ventes au secteur industriel,
 17 notamment :

- 18 • l’abandon ou l’arrêt de projets dans le secteur des alumineries, et ce,
 19 malgré les décrets et ententes signées ;
- 20 • les rationalisations dans le secteur des pâtes et papier ;
- 21 • l’annonce d’ajout de capacité dans le secteur de la sidérurgie, fonte et
 22 affinage qui ne s’est jamais matérialisé ;

- 1 • un impact moindre du Plan Nord.

2 **Pour ce qui est du sous-secteur des Pâtes et papiers, le Distributeur rappelle**
3 **que ce dernier affiche une baisse de la consommation depuis plusieurs années.**
4 **Le défi du Distributeur consiste à trouver le bon rythme de décroissance sur la**
5 **base des informations disponibles. Dans les prévisions effectuées de 2012 à**
6 **2018, le Distributeur anticipait des baisses de la consommation différenciées**
7 **dans le temps. Les baisses durant les premières années se sont avérées**
8 **moindres que prévues et ont ainsi contribué à la sous-estimation du secteur**
9 **dans l'analyse de performance. À titre indicatif, la baisse de la consommation**
10 **au secteur des pâtes et papier au présent Plan est maintenant plus uniforme**
11 **sur l'ensemble de son horizon, ce qui devrait réduire la possibilité d'une sous-**
12 **estimation. Cependant, le sous-secteur des Pâtes et papiers, comme tout autre**
13 **sous-secteur, n'est pas à l'abri des imprévus, notamment les conflits de travail**
14 **ou la fermeture d'usine, affectant les ventes.**

15 **Par ailleurs, le Distributeur réitère qu'il améliore continuellement ses modèles**
16 **et ses intrants pour que sa prévision présente l'évolution de la demande la plus**
17 **centrée possible.**

- 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 *Veillez quantifier les économies d'énergie totales résultant des mesures gouvernementales, des programmes du Distributeur.*

Veillez 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]

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

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

Réponse :

[...]

Pour ce qui est de l’efficacité énergétique, le Distributeur réitère qu’il ne peut pas faire de distinction entre l’information fournie par l’Energy Forecasting Group, les interventions du Distributeur et les programmes de Transition énergétique Québec. »

(iii) « 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. »

(iv) Tableau 3.11, Historique des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur :

En TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Secteurs										
<i>Résidentiel</i>	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>Commercial</i>	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2	0,1
<i>Industriel</i>	0,2	0,4	0,4	0,5	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1
TOTAL	0,9	1,0	1,0	1,1	0,6	0,5	0,6	0,5	0,5	0,5

(v) Tableau 3.12, Prévision des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur :

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Secteurs											
Résidentiel	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Commercial	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Industriel	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Total	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5

(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

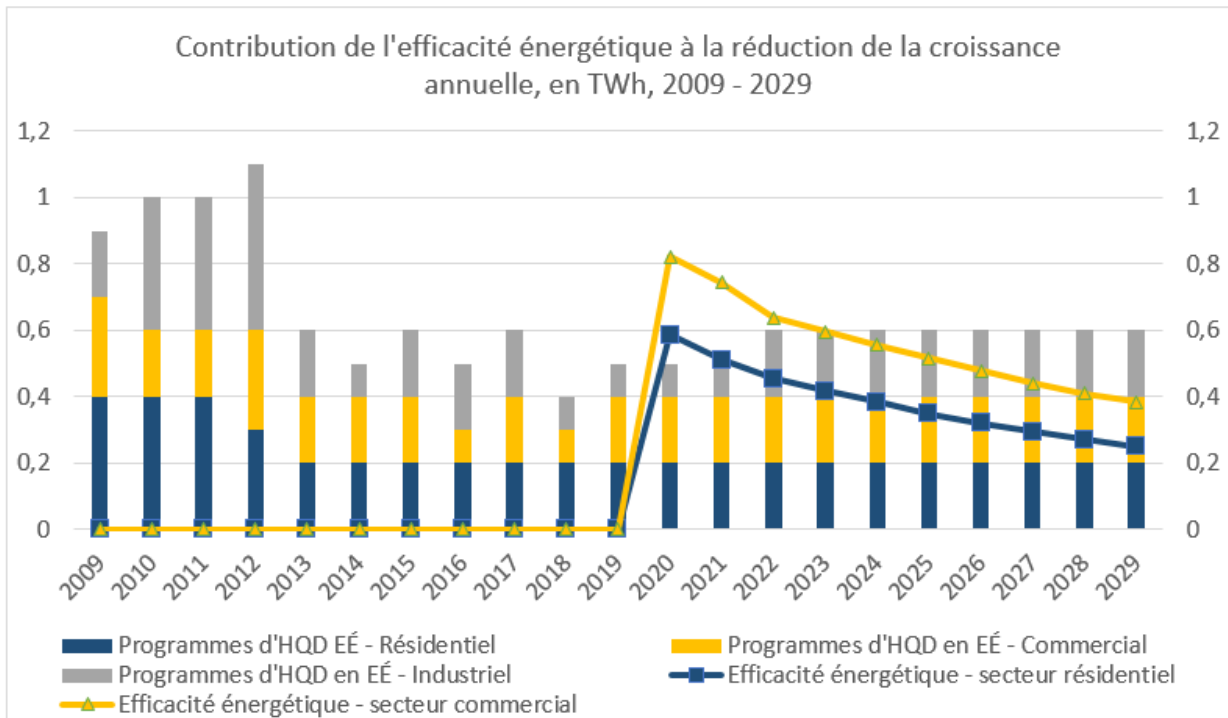
[nous surlignons]

(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.



Demandes :

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 tendanciennes en efficacité énergétique.

Réponse :

1 **Le Distributeur précise que les prévisions fournies par l'Energy Forecasting**
2 **Group incluent les économies tendanciennes.**

2.2. Veuillez préciser si les prévisions du Distributeur relatives à l'efficacité énergétique aux références (vi) et (vii) incluent ou excluent les économies tendanciennes en efficacité énergétique.

Réponse :

3 **Les prévisions présentées aux références (vi) et (vii) incluent les économies**
4 **tendanciennes.**

5 **Le Distributeur tient cependant à préciser qu'il ne peut distinguer de la**
6 **réduction des ventes résidentielles, la part attribuable à l'effet tendanciel de**
7 **celles liées aux mesures du Distributeur ou aux programmes et initiatives des**
8 **autres organisations telles que TEQ comme il l'avait indiqué dans sa réplique**

1 **aux contestations de ses réponses aux demandes de renseignements (B-0067),**
2 **plus précisément dans sa réplique à la question 9.1 du ROÉÉ.**

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.

Réponse :

3 **Sur la période couverte par le Plan, l'impact cumulatif de la diminution de**
4 **l'intensité énergétique est estimé à 6,3 TWh ou environ 0,6 Wh annuellement.**
5 **Le Distributeur précise que pour les besoins de cette estimation, l'intensité**
6 **énergétique correspond au ratio « Consommation en TWh par M\$ de PIB**
7 **manufacturier ».**

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.

Réponse :

8 **Le Distributeur ne partage pas la compréhension de la Régie et rappelle son**
9 **approche pour établir son positionnement quant à l'impact de l'efficacité**
10 **énergétique, laquelle est décrite en réponse à la question 13.2 de la demande**
11 **de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-5, document 1 (B-0024).**

12 **Cette approche est globale et, de ce fait, ne permet pas de distinguer la**
13 **contribution des interventions du Distributeur de celles des programmes et**
14 **initiatives en vigueur au Québec et du gain tendanciel, comme rapporté au**
15 **préambule.**

16 **D'une part, le Distributeur précise que l'impact de l'efficacité énergétique sur la**
17 **croissance de la demande présenté aux références (vi) et (vii) correspond à la**
18 **réduction nette de la consommation par rapport à l'année précédente. Cette**
19 **réduction nette doit être interprétée comme la variation de la consommation**
20 **propre à un équipement ou à un usage. Ainsi, l'impact de l'efficacité**
21 **énergétique pris en compte dans les modèles de prévision reflète :**

- 22 • **l'impact des nouvelles mesures implantées (ex. gain tendanciel,**
- 23 **interventions du Distributeur, TEQ et autres intervenants) au cours de**

1 l'année duquel est soustrait l'effritement de l'impact des mesures
2 implantées antérieurement ;

- 3 • toute autre variation, positive ou négative, de la consommation propre
4 à l'équipement ou à l'usage, et non attribuable à son taux de diffusion
5 ou aux variables économiques.

6 Également, aux fins de la prévision de la demande, le rythme de réduction nette
7 attribuable à l'efficacité énergétique est calibré sur les ventes d'électricité
8 observées sur la période d'estimation des modèles à usages finaux. Par le fait
9 même, les impacts prévus en efficacité énergétique rapportés aux
10 références (vi) et (vii) sont cohérents avec le calibrage du modèle sur la période
11 d'estimation et les efforts constants des interventions du Distributeur sur
12 l'ensemble de la période de prévision. Toutefois, pour toutes les raisons
13 invoquées ci-dessus, le Distributeur soutient que les contributions annuelles
14 en efficacité énergétique du Distributeur et celles issues des modèles de
15 prévision ne peuvent être comparées comme le fait la Régie au préambule.

16 En complément d'informations, le Distributeur soutient que l'approche actuelle
17 de prévision diverge de l'ancienne approche utilisée avant 2012. Comme décrit
18 à la section 1 de la pièce HQD-1, document 2, annexe 2E du dossier
19 R-3648-2007, le Distributeur effectuait une prévision sans les interventions en
20 efficacité énergétique et retranchait par la suite l'impact des programmes. Bien
21 que cette ancienne approche permette une meilleure conciliation, similaire à
22 celle faite par la Régie au préambule, avec l'impact des interventions en
23 efficacité énergétique du Distributeur, elle ne permet pas de calibrer
24 directement les modèles sur la base de la consommation d'électricité observée.
25 Le Distributeur est d'avis que son approche actuelle lui permet de faire une bien
26 meilleure prévision en calibrant ses modèles directement sur la consommation
27 réelle observée et affectée par l'efficacité énergétique tendancielle, les
28 interventions du Distributeur ou des autres intervenants.

29 Spécifiquement, cette approche permet :

- 30 • une meilleure estimation des différents usages et des coefficients des
31 variables de degrés-jours ;
32 • une meilleure cohérence avec l'analyse des sondages sur l'utilisation
33 de l'électricité dans les secteurs Résidentiel et Commercial ;
34 • un suivi réel des variations de la demande d'une année à l'autre (ex.
35 énergie, pointe, saisonnalité).

36 Par ailleurs, étant donné l'ampleur des mesures en interventions en efficacité
37 énergétique déployées par tous les intervenants depuis 2003, le Distributeur
38 trouve hasardeux et imprécis de calibrer ses modèles de prévision sur des

1 **données reconstruites de la consommation avant les interventions en efficacité**
2 **énergétique.**

3 **Le Distributeur est d'avis que son approche actuelle consistant à calibrer ses**
4 **modèles sur les données réelles de consommation permet d'établir une**
5 **prévision plus centrée et, par le fait même, d'atténuer tout impact de sous-**
6 **estimation ou surestimation de la contribution de l'efficacité énergétique sur la**
7 **période couverte par le Plan.**

- 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 1er 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 recharge 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.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'entend pas modifier son positionnement quant aux impacts**
2 **des mesures du programme Chauffez vert sur les ventes résidentielles et**
3 **commerciales à la suite de l'annonce dont fait état la référence (ii).**

4 **En fait, le Distributeur juge que le nombre de conversions intégré à sa prévision**
5 **sur la période couverte par le Plan, soit environ 105 000 ou un peu plus que**
6 **50 % du parc combiné de la biénergie et de la clientèle chauffant au mazout, est**
7 **centré et réaliste considérant les programmes, initiatives et objectifs**
8 **présentement en vigueur au Québec.**

9 **De plus, le Distributeur souligne que ces allocations budgétaires représentent**
10 **des cibles et ne se traduiront pas nécessairement en conversions dans l'année**
11 **visée. De plus, une portion importante des budgets, soit environ 60 %, est**
12 **allouée aux deux dernières années fiscales, soit 2024-25 et 2025-26. D'autre**
13 **part, l'examen des données du sondage sur l'utilisation de l'électricité au**
14 **résidentiel effectué tous les trois ans indique une progression relativement**
15 **constante, c'est-à-dire sans chocs importants, du taux de diffusion du**
16 **chauffage des locaux, et ce, malgré les événements passés touchant les choix**
17 **énergétiques (ex. incitatifs à la conversion, hausse du prix du baril de pétrole**
18 **due aux phénomènes naturels ou stagnation de la production). Ainsi, le**
19 **Distributeur ne peut traduire ces budgets en conversion dans sa prévision, car**
20 **cela ne correspond pas à ses propres constats effectués au fil des ans.**

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.

Réponse :

21 **Le Distributeur n'entend pas modifier ses prévisions relatives à la diminution**
22 **de l'intensité énergétique pour le secteur industriel et rappelle que le**
23 **programme ÉcoPerformance vise principalement :**

- 24 • **une diminution des gaz à effet de serre,**
- 25 • **une diminution de la consommation de combustibles fossiles,**
- 26 • **l'amélioration de l'efficacité énergétique des procédés et des bâtiments,**
- 27 • **la réduction des émissions fugitives de procédé.**

1 Ainsi, sur la base de ces objectifs et des informations disponibles, le
2 Distributeur comprend que des investissements alloués au programme
3 ÉcoPerformance ne se traduiront pas nécessairement en une augmentation ou
4 une diminution de la consommation électrique, notamment en raison de la
5 diversité des procédés propres à ce secteur, mais aussi en raison du fait que
6 certains procédés ne peuvent pas être électrifiés. À ce titre, voir la réponse à la
7 question 1.1 du CQ3E à la pièce HQD-5, document 5 (B-0044). Pour qu'un projet
8 soit intégré à la prévision, le Distributeur exige que les paramètres de celui-ci
9 soient bien définis.

10 De surcroît, depuis l'annonce des crédits additionnels, le Distributeur n'a pas
11 remarqué de hausse des demandes de raccordement en lien avec des projets
12 de conversion.

- 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.

Réponse :

13 Les résultats à la baisse des programmes d'efficacité énergétique dans le
14 marché affaires ont incité le Distributeur à bonifier les appuis financiers du
15 programme *Solutions efficaces* afin de pouvoir atteindre les contributions
16 prévues au plan d'approvisionnement présentées aux tableaux des
17 références (v) et (vi). Puisque ces prévisions tiennent compte des bonifications
18 au programme annoncées en juin dernier, il n'y a pas lieu de mettre à jour ces
19 tableaux.

- 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.

Réponse :

20 Les prévisions de contribution présentées aux références (v) et (vi) concernent
21 les programmes gérés par le Distributeur. La contribution d'Hilo au bilan de
22 puissance est présentée séparément de celle du Distributeur sous la rubrique
23 Hilo.

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).

Réponse :

1 **Le processus de prévision du Distributeur n'est pas, à proprement parler, basé**
2 **sur la loi et le règlement actuellement en vigueur ou sur les amendements**
3 **proposés à la référence (iii). Cependant, l'étude de ces publications fait partie**
4 **du processus visant à permettre au Distributeur d'établir son positionnement.**
5 **Aux fins de cet exercice, le Distributeur considère plusieurs autres éléments,**
6 **par exemple les incitatifs financiers présentement en vigueur au Québec pour**
7 **l'acquisition d'un véhicule électrique (VÉ) ou l'installation de bornes de**
8 **recharge, ou encore les données de diffusion des VÉ au Québec et dans**
9 **d'autres juridictions aux fins de balisage.**

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.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 4.1.1.**

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).

Réponse :

11 **Comme présenté à la référence (iv), le profil utilisé par le Distributeur s'appuie**
12 **sur des données réelles de consommation de quelque 2 140 bornes de**
13 **recharge. Le profil diversifié résultant de son analyse reflète la composition**
14 **actuelle du parc de véhicules électriques, soit les véhicules hybrides**
15 **rechargeables ou entièrement électriques de courte et de longue autonomie. Le**
16 **Distributeur valide le profil diversifié de façon régulière afin de tenir compte de**
17 **l'évolution du parc québécois des véhicules électriques. Ces travaux ont**
18 **permis de confirmer la validité et la représentativité du profil utilisé lors de la**
19 **préparation du Plan.**

20 **Le Distributeur comprend que le caractère imprévisible, dont fait état**
21 **FleetCarma, fait référence au comportement de recharge des véhicules de**
22 **longue autonomie, notamment parce que :**

- 1 • il n'y a pas de recharge systématique à chaque jour en raison de la
2 capacité plus importante de la batterie ;
- 3 • la durée totale de recharge par mois pour ces véhicules est moindre que
4 pour les véhicules de courte autonomie ;
- 5 • l'appel de puissance maximal en période de recharge est presque le
6 double en comparaison des véhicules de courte autonomie.

7 Sur la base des énoncés ci-dessus, un argument pourrait être fait selon lequel
8 les véhicules de longue autonomie pourraient avoir un impact neutre sur le
9 profil diversifié de cet usage à la pointe d'hiver du réseau. En effet, les deux
10 premiers éléments sont favorables au profil diversifié et pourraient
11 contrebalancer l'effet du dernier. Le Distributeur continuera de suivre
12 l'évolution de son profil afin de mieux comprendre l'impact des véhicules de
13 longue autonomie.

14 De façon générale, les observations du Distributeur quant à la recharge des
15 véhicules électriques sont cohérentes avec les constats de FleetCarma.

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

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

(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.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne doit pas effacer 1,15 ou 1,17 MW s'il a recours à ces moyens.**
2 **Pour combler 1 MW de besoins additionnels à la pointe, le Distributeur doit**
3 **planifier un approvisionnement de 1,17 ou 1,15 MW s'il a recours au programme**
4 **GDP Affaires ou à l'OEI, respectivement, afin de couvrir le risque que le moyen**
5 **visé ne soit pas disponible au moment voulu. Le 0,17 ou 0,15 MW additionnel**
6 **permet de s'assurer que le 1 MW d'effacement fourni par le programme**
7 **GDP Affaires ou l'OÉI sera bien effectif.**

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.

Réponse :

8 **Le Distributeur confirme que la majorité des moyens d'approvisionnements**
9 **planifiés contribuent à la réserve pour respecter le critère de fiabilité. Les taux**
10 **de réserve associés à chacun des approvisionnements sont les suivants :**
11 **1. Électricité patrimoniale : La réserve patrimoniale est fixée à 3 100 MW,**
12 **soit 9 % de la puissance patrimoniale maximale. Elle comprend le risque**
13 **associé à la demande et à l'indisponibilité des ressources.**
14 **2. Contrats avec HQP : Ces contrats étant fermes, aucun taux de réserve**
15 **n'est appliqué. Le risque est assumé par le fournisseur.**
16 **3. Contrats éoliens : Dans le bilan, le Distributeur présente la puissance**
17 **garantie par le service d'intégration éolienne, qui est de 40 % de la**
18 **puissance installée. De fait, il n'y a pas de taux de réserve appliqué aux**
19 **contrats éoliens.**
20 **4. Biomasse : Le taux de réserve est de 6,5 %.**
21 **5. Petites centrales hydrauliques (PCH) : Le taux de réserve est de 52 %.**

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme.**

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.

Réponse :

2 **Le Distributeur le confirme.**

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.

Réponse :

3 **Le tableau R-5.6 présente le coût total des contrats et le détail des coûts par**
4 **contrats découlant de l'appel d'offres A/O 2015-01, selon qu'ils soient utilisés**
5 **40 heures, 100 heures ou bien 351 heures pour la fourniture d'énergie.**

TABLEAU R-5.6 :
DÉTAILS DES COÛTS DES CONTRATS
DÉCOULANT DE L'APPEL D'OFFRES A/O 2015-01

	A/O 2015-01			TOTAL
	HQP-1_100MW	HQP-2_200MW	HQP-3_200MW	
Coûts de la Puissance				
- \$2019/kW-an	65,81	115,17	138,86	
- M\$2019	6,58	23,03	27,77	57,39
Coûts de l'énergie				
- \$2019/MWh	60,32	60,32	60,32	
- 40 heures (M\$2019)	0,24	0,48	0,48	1,21
- 100 heures (M\$2019)	0,60	1,21	1,21	3,02
- 351 heures (M\$2019)	2,12	4,23	4,23	10,59
Coûts totaux				
- 40 heures (M\$2019)	6,82	23,52	28,25	58,59
- 100 heures (M\$2019)	7,18	24,24	28,98	60,40
- 351 heures (M\$2019)	8,70	27,27	32,01	67,97
Coûts totaux / kWh				
- 40 heures (\$2019/kWh)	1,71	2,94	3,53	2,93
- 100 heures (\$2019/kWh)	0,72	1,21	1,45	1,21
- 351 heures (\$2019/kWh)	0,25	0,39	0,46	0,39

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.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 5.3.**

- 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.

Réponse :

1 **Le Distributeur est d'accord avec l'affirmation de la Régie. Toutefois, pour**
2 **répondre à ses besoins croissants en puissance, le Distributeur doit se doter**
3 **d'un portefeuille de moyens diversifiés et complémentaires visant à assurer la**
4 **fiabilité des approvisionnements.**

5 **Si les contrats de long terme offrent des quantités de puissance fixes sur la**
6 **période du contrat, les programmes de GDP contribuent également au bilan de**
7 **puissance de façon stable et pérenne grâce notamment aux liens commerciaux**
8 **établis par le Distributeur avec ses clients. De plus, certains clients investissent**
9 **pour acquérir des équipements leur permettant de s'effacer à la demande du**
10 **Distributeur. La volonté de rentabiliser ces investissements incite les clients à**
11 **renouveler leur adhésion pendant plusieurs années, comme en témoignent les**
12 **taux de renouvellement très élevés observés au programme GDP Affaires (voir**
13 **la réponse à la question 8.1). Enfin, puisque ces programmes visent une**
14 **clientèle de masse, même si des clients devaient quitter le programme, ils**
15 **seraient remplacés par de nouveaux participants. Par conséquent, malgré**

1 l'absence d'un engagement de long terme de la part des clients, leur grand
2 nombre fait en sorte que le Distributeur peut compter sur une stabilité de leur
3 contribution en puissance.

4 Par ailleurs, les programmes de GDP apportent davantage de flexibilité que les
5 contrats de long terme, car les modalités pourraient être révisées ou ajustées
6 afin de mieux répondre à l'évolution des besoins. De plus, les modalités des
7 programmes de GDP sont définies entre autres pour éviter de déplacer ou
8 recréer de nouvelles pointes sur le réseau. La gestion de la reprise après des
9 événements de GDP est ainsi contrôlée par le Distributeur.

10 Il est exact que ces modalités sont néanmoins assorties de quelques
11 contraintes. En effet, les programmes de GDP sont généralement disponibles
12 uniquement durant les périodes de pointe (heures auxquelles le Distributeur en
13 a essentiellement besoin). Autrement dit, il se pourrait que le moyen ne soit pas
14 disponible à certaines heures critiques qui surviendraient en dehors de ces
15 heures. C'est d'ailleurs pour cette raison que les programmes de GDP se voient
16 attribuer un taux de réserve, contrairement aux contrats de long terme, afin de
17 pallier l'indisponibilité potentielle du moyen, ce qui vient accroître le coût
18 « effectif » du moyen à acquérir (voir également la réponse à la question 5.2).

19 Par conséquent, le Distributeur réitère que ces deux moyens ont leurs
20 avantages et leurs limites, mais ils sont complémentaires et nécessaires pour
21 combler les besoins en puissance à venir.

- 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)).

Réponse :

22 Par le terme « flexible », le Distributeur entend la possibilité de déterminer les
23 caractéristiques du produit acheté, notamment la courbe de charge, en
24 conformité avec ses besoins. Ainsi, le produit Hilo offre toute la flexibilité
25 nécessaire afin que la demande au cours des périodes de préchauffe,
26 d'effacement et de reprise soit modulée selon les besoins du réseau.

27 Pour ce qui concerne le caractère sûr, le Distributeur rappelle les facteurs
28 mentionnés en réponse à la question 42.1 de la demande de
29 renseignements n° 1 du RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7 (B-0046) qui le
30 confortent dans la capacité d'Hilo d'atteindre les cibles prévues au Plan
31 d'approvisionnement.

1 **Voir également la réponse à la question 6.1.**

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 avançant 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.

Réponse :

2 **Pour combler 1 MW de besoin pendant plusieurs heures en période de pointe,**
3 **le Distributeur peut choisir (à coût égal) entre approvisionner ce MW avec un**
4 **contrat de long terme ou effacer ce MW avec un programme de GDP. Le service**
5 **rendu pendant ces heures est équivalent et permet de réduire la pointe. Le**
6 **Distributeur rappelle que l'utilisation répétée de moyens de gestion en**
7 **puissance utilisés pendant plusieurs heures correspond à de l'énergie en**
8 **pointe.**

9 **En ce qui a trait au risque de déplacement de la pointe, le Distributeur réitère**
10 **que les modalités des programmes de GDP visent notamment à éviter ce**
11 **phénomène.**

12 **Voir également la réponse à la question 6.1.**

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.

Réponse :

13 **La mention apparaissant sur le site d'Hilo et citée par la Régie au**
14 **préambule (viii) comporte une coquille. En effet, le service offert par Hilo permet**
15 **de répondre aux pointes hivernales tous les jours de la semaine, y compris la**
16 **fin de semaine. De plus, le Distributeur rappelle que ces programmes**
17 **permettent de répondre à ses besoins d'approvisionnement, qui sont**
18 **essentiellement des besoins d'hiver.**

19 **En ce qui a trait aux heures de réduction, il s'agit bien de celles mentionnées à**
20 **ce préambule. Les profils de préchauffage, d'effacement et de reprise sont ceux**
21 **définis à l'article 7.3 du *Contrat de service*.**

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.

Réponse :

1 **La différence fondamentale entre un programme de GDP et un contrat**
2 **d'approvisionnement en puissance est que le premier agit sur la demande et le**
3 **second, sur l'offre. Plus spécifiquement, un contrat d'approvisionnement**
4 **s'appuie sur l'utilisation d'un équipement existant ou la mise en place d'un**
5 **équipement de pointe dans la zone de réglage pour transiter cette énergie sur**
6 **le réseau.**

7 ***A contrario*, une meilleure gestion de la demande peut permettre de réduire la**
8 **pression exercée sur le réseau et, sous certaines conditions, repousser des**
9 **investissements sur celui-ci. C'est d'ailleurs la raison pour laquelle, aux fins**
10 **des analyses économiques des moyens de GDP, le Distributeur peut leur**
11 **attribuer des coûts évités de transport et de distribution. Pour des raisons**
12 **évidentes, de tels coûts évités ne peuvent être associés à un contrat**
13 **d'approvisionnement. Cet élément est donc un facteur qui accroît la valeur d'un**
14 **moyen de GDP pour le Distributeur par rapport à un approvisionnement**
15 **additionnel.**

16 **Concernant la quantification de cette valeur, le Distributeur a déjà indiqué qu'il**
17 **a amorcé, en collaboration avec le Transporteur, des travaux afin d'analyser de**
18 **façon plus poussée l'impact de différents moyens de GDP sur les besoins du**
19 **réseau¹. Voir également le complément de réponse à la question 54.1 du**
20 **RNCREQ à la pièce HQD-5, document 7.2 (B-0079).**

21 **En ce qui a trait plus spécifiquement à Hilo, le Distributeur a détaillé son**
22 **estimation de la valeur du produit en réponse à la question 4.1 du ROÉÉ à la**
23 **pièce HQD-5, document 8 (B-0060).**

6.5.1. Veuillez élaborer sur la manière dont la valeur économique de tels avantages et inconvénients pourraient être quantifiés.

Réponse :

24 **Voir la réponse à la question 6.5.**

6.5.2. Veuillez évaluer sommairement cette valeur.

¹ Réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3 (B-0042).

Réponse :

1 Voir la réponse à la question 6.5.

- 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]

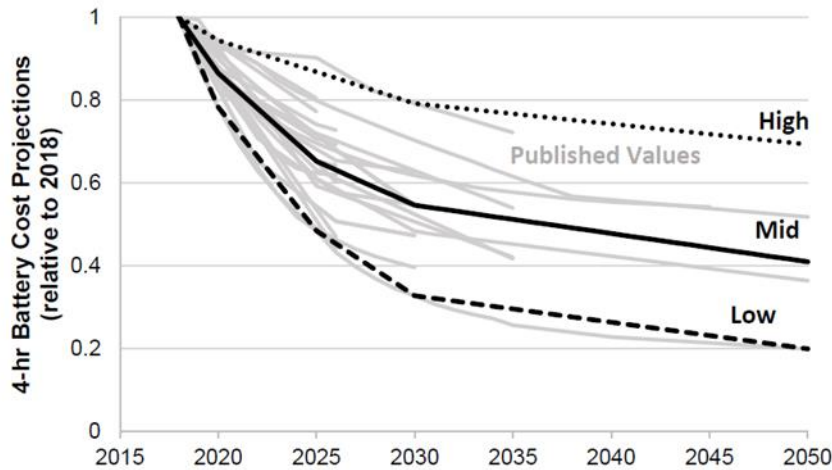


Figure 1. Battery cost projections for 4-hour lithium-ion systems, with values relative to 2018. The high, mid, and low cost projections developed in this work are shown as the bolded lines. Figure values are included in the Appendix.

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur reconnaît que le coût des systèmes d'accumulateurs de taille**
2 **« utility scale » a effectivement baissé au cours des dernières années. À cet**
3 **égard, dans le cadre de la stratégie d'approvisionnement, et notamment en ce**
4 **qui a trait à la gestion de la pointe en puissance sur son réseau, le Distributeur**
5 **poursuit sa vigie des technologies pouvant être utilisées comme moyen de**
6 **gestion de la demande.**

7 **Même si cette technologie n'est pas prise en compte dans le Plan actuellement,**
8 **le Distributeur évalue en continu l'ensemble des moyens de gestion à sa**
9 **disposition afin de répondre aux besoins énergétiques, et ce, au moindre coût.**

10 **La vitrine technologie du micro-réseau en cours d'implantation à Lac-Mégantic**
11 **inclut d'ailleurs cet équipement, ce qui permettra au Distributeur d'en évaluer**
12 **les performances.**

1 Si l'avenue des accumulateurs de taille « utility-scale » s'avérait concluante tant
2 sur le plan technique qu'économique, le Distributeur pourrait considérer cette
3 technologie au même titre que les autres technologies comme moyen de
4 gestion de la demande.

5 Le Distributeur tient toutefois à préciser que cette technologie est souvent
6 couplée à une source d'énergie variable (solaire ou éolienne) chez d'autres
7 distributeurs n'ayant pas la même flexibilité de sources d'approvisionnement.

7.2. Veuillez élaborer sur le rôle de cette technologie et sur la manière dont elle pourrait s'intégrer dans la stratégie du Distributeur.

Réponse :

8 Voir la réponse à la question 7.1.

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).

Réponse :

1 **Les taux de renouvellement des engagements des participants du programme**
2 **GDP Affaires pour les hivers 2018-2019 et 2019-2020 sont respectivement de**
3 **98 % et 100 %.**

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.

Réponse :

4 **Le Distributeur ne peut confirmer la compréhension de la Régie. À la**
5 **référence (ii), le Distributeur mentionne vouloir faire évoluer son programme**
6 **GDP Affaires afin d'augmenter sa contribution au bilan de puissance par le**
7 **biais, notamment, d'une variation du montant de l'appui financier offert de**
8 **manière à s'ajuster aux besoins des clients visés.**

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.

Réponse :

1 **La réflexion relative à la stratégie d'ajustement des modalités du programme**
2 **GDP Affaires a été amorcée. La seule mesure analysée est, pour le moment,**
3 **l'élargissement de l'admissibilité aux abonnements de moins de 50 MW du**
4 **tarif L. Le calendrier d'implantation de cette mesure n'est toutefois pas encore**
5 **arrêté.**

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.

Réponse :

6 **D'ici à la fin de 2020, le Distributeur entend analyser l'ensemble des modalités**
7 **du programme GDP Affaires et les ajuster, au besoin, afin de répondre le plus**
8 **efficacement possible aux besoins de puissance, et ce, à compter de l'hiver**
9 **2021-2022.**

10 **La rémunération en fonction du nombre d'heures est l'une des modalités qui**
11 **sera analysée.**

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.

Réponse :

12 **Selon les scénarios envisagés à ce jour, le Distributeur ne prévoit pas appliquer**
13 **les modalités de rémunération actuelles du programme GDP Affaires à celles**
14 **de l'OÉI. Le Distributeur souligne que les modalités entre ces deux offres ne**
15 **doivent pas nécessairement être uniformisées, car elles visent des clientèles**
16 **différentes pour lesquelles les impacts opérationnels et économiques**
17 **découlant de leur participation aux offres du Distributeur diffèrent.**

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.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 8.4.1.**

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.

Réponse :

2 **Le tableau R-8.4.3 présente l'information demandée.**

TABLEAU R-8.4.3 :
ÉVÉNEMENTS GDP – GDP AFFAIRES

Hiver 2018-2019	
<i>Événements</i>	<i>Nb heures</i>
14 janvier 2019 AM	3
17 janvier 2019 AM	3
21 janvier 2019 AM	3
21 janvier 2019 PM	4
22 janvier 2019 AM	3
31 janvier 2019 AM	3
31 janvier 2019 PM	4
1 février 2019 AM	3
12 février 2019 AM	3
19 février 2019 AM	3
27 février 2019 AM	3
<i>Total</i>	35

Hiver 2019-2020	
<i>Événements</i>	<i>Nb heures</i>
17 janvier 2020 AM	3
20 janvier 2020 AM	3
21 janvier 2020 AM	3
14 février 2020 AM	3
14 février 2020 PM	4
<i>Total</i>	16

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)).

Réponse :

1 **Le Distributeur s'est doté d'un portefeuille de moyens de puissance en fonction**
2 **de ses besoins anticipés au moment d'établir son Plan d'approvisionnement.**
3 **Advenant des besoins de puissance moindres que prévu, le Distributeur**
4 **prendra des mesures dans le respect des dispositions contractuelles des**
5 **différents moyens.**

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.

Réponse:

6 **Comme mentionné en réponse à la question 6.2, la flexibilité fait référence à la**
7 **possibilité qu'a eue le Distributeur de définir un produit dont le profil de**
8 **préchauffage, interruption et reprise est adapté aux besoins du réseau.**

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.

Réponse :

9 **Comme mentionné à la référence (vii), Hydro-Québec considère l'offre d'Hilo**
10 **comme une offre structurante permettant, entre autres, d'augmenter la**
11 **satisfaction de la clientèle et de répondre à la demande des clients pour une**
12 **offre plus complète et un accompagnement dans le choix des technologies et**
13 **dans la gestion de leur consommation énergétique.**

14 **Cette offre permet également aux clients de participer de façon concrète à la**
15 **transition énergétique en cours et de contribuer à l'effort collectif de réduction**
16 **de la consommation énergétique. De plus, l'infrastructure développée par Hilo**
17 **permettra d'accueillir davantage de ressources énergétiques distribuées**
18 **auprès de sa clientèle sans mettre à risque le réseau et la fiabilité du service**
19 **d'Hydro-Québec.**

1 Enfin, le Distributeur réitère qu'il souhaite s'appuyer sur un portefeuille varié
2 de moyens afin de répondre à ses besoins en puissance. Ceux-ci comprennent,
3 outre des approvisionnements de court et long termes en puissance, des
4 mesures de GDP dans ses divers marchés. Comme le Distributeur l'a déjà
5 indiqué, le coût d'exploiter le potentiel de GDP varie selon les marchés, que ce
6 soit la grande entreprise, le marché affaires ou la clientèle résidentielle.

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.

Réponse :

1 **L'inclusion ou non d'une mesure dans le PTÉ dépend de l'évaluation de son**
2 **coût unitaire de la puissance économisée (cupé)² sur la durée de vie, en**
3 **\$/kW-hiver en comparaison du coût évité de la puissance pour le Distributeur.**
4 **Ainsi, lorsque le cupé est inférieur ou égal au coût évité de la puissance, la**
5 **mesure est intégrée dans le PTÉ. La décision d'implanter ou non une mesure**
6 **du PTÉ dépend d'un ensemble d'autres éléments, dont les coûts de**
7 **commercialisation et de gestion d'un programme, les coûts d'infrastructure**
8 **pour le contrôle à distance chez le Distributeur ou l'agrégateur et l'acceptation**
9 **anticipée de la mesure par la clientèle.**

- 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.

Réponse :

10 **La compréhension de la Régie est exacte.**
11 **Toutefois, le Distributeur rappelle que l'analyse de PTÉ de Technosim inc.**
12 **repose uniquement sur les coûts évités d'approvisionnement. Aucun coût évité**
13 **de transport et distribution n'est considéré, comme mentionné en réponse à la**
14 **question 14.1 de la demande de renseignements n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce**
15 **HQD-5, document 3 (B-0042).**

- 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.

² Voir la réponse à la question 14.1 de la demande de renseignements n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3 (B-0042).

Réponse :

1 Le Distributeur le confirme.

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]

Potentiel 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.

Réponse :

1 L'outil d'optimisation utilisé par la firme Technosim inc. permet d'établir le
2 marché possible de la mesure sur la base du profil de gain heure par heure de
3 la (ou des) mesure(s). Le marché applicable est déterminé en maximisant la
4 réduction de la pointe sans toutefois en créer une au moment de la reprise.

5 Parmi l'ensemble des maisons unifamiliales dans le marché résidentiel ayant
6 des plinthes électriques, 371 417 sont admissibles. En d'autres termes, il s'agit
7 du nombre de maisons qui permet d'éviter un déplacement de la pointe dû à
8 l'effet de reprise associé à cette mesure.

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.

Réponse :

1 Le Distributeur le confirme. Dans l'évaluation du PTÉ, Technosim inc. ne
2 considère pas qui paie pour la mesure. Que ce soit le client, le Distributeur ou
3 l'agrégateur, le coût unitaire de la mesure demeure le même.

4 De plus, comme précisé dans les fiches de la pièce HQD-4, document 5 (B-0033)
5 et en réponse à la question 2.13 de la FCEI à la pièce HQD-5, document 6
6 (B-0045), le coût de la mesure représente l'achat des thermostats et des
7 équipements de centralisation, lesquels permettront le contrôle à distance chez
8 le client. Dans le PTÉ, les coûts d'infrastructure chez le Distributeur ou
9 l'agrégateur ne sont pas inclus dans celui de la mesure.

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).

Réponse :

10 Comme mentionné dans le dossier R-4057-2018³, une évaluation préliminaire
11 des coûts aux investissements de 2,1 M\$ a été intégrée au budget de ce
12 programme pour son exploitation et son suivi, ainsi que pour les coûts
13 d'équipements et leur installation dans les 3 500 résidences visées, ce qui
14 équivalait à environ 600 \$/résidence pour l'année 2019. Des coûts aux charges
15 de 1,5 M\$ s'ajoutaient à cette évaluation pour les activités de
16 commercialisation.

17 Toutefois, le Distributeur a modifié son modèle d'affaires et a plutôt choisi de
18 mandater la filiale Hilo pour développer et commercialiser ce programme (voir
19 le Rapport du Distributeur concernant les exigences de l'article 75.1 LRÉ –
20 2019⁴). Par conséquent, il n'est pas en mesure de préciser les coûts de revient
21 réels des thermostats et des passerelles permettant la télécommande à
22 distance.

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.

³ Pièce HQD-14, document 1.1 (B-0062), réponse à la question 30.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie.

⁴ Pièce HQD-8, document 1 (B-0012), p. 12.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 10.3. Il s'agissait d'une évaluation préliminaire des**
2 **coûts pour un projet visant un nombre restreint de maisons.**

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.

Réponse :

3 **À l'hiver 2019-2020, Hilo a mis en place l'offre Testeur Hilo qui permettait aux**
4 **clients d'essayer la solution Maison Intelligente sans avoir à défrayer les coûts**
5 **de l'équipement.**

6 **Hilo travaille actuellement à l'élaboration de son offre commerciale pour le**
7 **prochain hiver. Bien que celle-ci ne soit pas finalisée, Hilo peut confirmer que**
8 **l'information concernant la valeur des équipements fournis et de leur**
9 **installation, ainsi que celle estimée des rabais potentiels, sera partagée avec la**
10 **clientèle souhaitant s'inscrire à l'offre Maison intelligente Hilo.**

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.

Réponse :

11 **Hilo confirme qu'un participant pourrait être appelé à contribuer en partie au**
12 **coût des équipements déployés dans sa résidence.**

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.

Réponse :

13 **Le coût moyen actualisé de 60,50 \$/kW évalué par Technosim inc dans le PTÉ**
14 **ne considère que les coûts de l'équipement (voir la réponse à la question 9.1)**
15 **et non ceux d'un service clés en main de GDP, comme celui offert par Hilo,**
16 **ayant toutes les caractéristiques décrites au contrat⁵.**

⁵ Pièce HQD-5, document 3 (B-0042), annexe A.

1 Par ailleurs, la rémunération versée dans le cadre d'un programme de gestion
2 de puissance ne peut pas être établie uniquement sur la base des coûts
3 d'investissement. Outre ces derniers, Hilo doit encourir des coûts divers
4 (commercialisation, infrastructure, etc.) et offrir des appuis financiers, car les
5 clients n'ont pas d'économie sur leur facture d'électricité, donc aucun retour
6 sur l'investissement. La rémunération versée par Hilo doit donc permettre, non
7 seulement de couvrir la totalité des coûts d'investissement mais, en plus, doit
8 récompenser les efforts des clients pour répondre aux besoins de réduction de
9 la demande à la pointe du Distributeur ainsi que les impacts potentiels sur leur
10 confort. De plus, cette rémunération doit permettre de couvrir tous les coûts
11 d'opération, de promotion, de gestion ainsi que dégager une marge de profit
12 pour une entreprise de services énergétiques comme Hilo.

13 Le Distributeur estime que cette rémunération est requise afin de maximiser la
14 pénétration du marché résidentiel et ainsi permettre l'atteinte des cibles du plan
15 d'approvisionnement pour ce moyen de gestion de la puissance.

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.

Réponse :

16 À la page 63 de la pièce HQD-4, document 5 (B-0033), la firme Technosim inc. a
17 analysé la mesure Chauffe-eau résidentiel – contrôlé par le Distributeur sans
18 égard au respect ou non du critère anti-légionnelle.

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 Veuillez 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 Veuillez 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.

Réponse :

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

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.

Réponse :

2 **La filiale a été créée le 5 février 2019. À ce moment, celle-ci comptait**
3 **quatre ressources équivalent temps plein.**

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).

Réponse :

4 **Le personnel embauché par la filiale détient une expertise variée, notamment**
5 **dans la commercialisation de nouveaux produits et services tant du côté de la**
6 **vente directe aux clients que de la vente d'entreprise à entreprise, dans le**
7 **développement de solutions logicielles embarquées⁶, des produits**
8 **électroniques, de la gestion énergétique, dans le domaine numérique, des**
9 **plates-formes de commerce électronique, dans l'approvisionnement et la**
10 **logistique pour le déploiement à grande échelle de produits technologiques.**
11 **Plusieurs de ces personnes travaillent dans ces secteurs depuis plus d'une**
12 **dizaine d'années dans des entreprises de type *start-up* et dans de grandes**
13 **entreprises.**

⁶ Une solution embarquée fait référence à un système informatique autonome (automatisé) en temps réel, spécialisé dans le contrôle d'objets connectés/intelligents.

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.

Réponse :

1 **La filiale est spécialisée dans le développement d'une offre de produits et**
2 **services en aval du compteur. Elle se concentre sur la domotique et la gestion**
3 **énergétique intelligente d'un client/bâtiment.**

4 **Historiquement, le rôle et l'expertise du Distributeur se situent davantage dans**
5 **les activités en amont du compteur.**

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.

Réponse :

6 **Le transfert des connaissances acquises par le Distributeur, par le biais**
7 **notamment des projets pilotes et des travaux réalisés, a facilité la mise en place**
8 **par Hilo d'un produit répondant aux besoins du Distributeur.**

9 **Une partie de l'expertise commerciale et technologique a été développée et**
10 **payée par la filiale lors du projet pilote et subséquemment totalement**
11 **développée à même la filiale dû à la nature de ses activités (objets intelligents**
12 **et solution embarquée).**

13 **Le complément de cette expertise était déjà détenu par les employés**
14 **embauchés afin de travailler sur le projet Hilo. Cette expérience provient entre**
15 **autres de leur expérience de travail passée.**

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)).

Réponse :

1 En 2018, aucune compensation financière de la part d'Hilo n'a été requise. En
2 effet, les coûts de recherche et de projets pilotes engagés spécifiquement pour
3 les besoins d'Hilo, lesquels totalisaient 3,6 M\$, ont été facturés, à coûts
4 complets, à une unité corporative d'Hydro-Québec en attente de la création de
5 la filiale en 2019. Environ 75 % des coûts correspondent aux heures imputées
6 par tous les collaborateurs impliqués (chercheurs de l'IREQ et autres
7 ressources internes d'Hydro-Québec). Les coûts résiduels sont composés de
8 services professionnels et d'achat de matériel.

9 Comme mentionné en réponse à la question 10.3, puisque le Distributeur a
10 choisi de mandater Hilo pour développer et commercialiser ce programme, il
11 n'est pas en mesure de préciser les coûts de *Déploiement d'outils*
12 *technologiques* ni ceux reliés à l'offre à grande échelle d'un service
13 d'installation et de programmation de produits de domotique de 2019 puisque
14 ces coûts ont été engagés par Hilo directement.

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.

Réponse :

15 Pour le programme « Charges interruptibles résidentielles », aucun budget n'a
16 été autorisé par la Régie en 2018 et aucun coût net n'a été constaté dans les
17 résultats du Distributeur, comme expliqué à la question 11.6.1.

18 En 2019, pour ce même programme, un budget total de 3,6 M\$, soit 2,1 M\$ en
19 investissements et 1,5 M\$ en charges d'exploitation, a été autorisé par la Régie
20 dans sa décision D-2019-027⁷. Étant donné que la mise en service des
21 investissements de 2,1 M\$ était prévue au 31 décembre 2019, celle-ci n'a eu
22 aucun impact sur les revenus requis de cette même année. Seul le montant
23 prévu de 1,5 M\$ à titre de charges d'exploitation a été intégré aux revenus
24 requis et donc aux tarifs 2019 du Distributeur. Ainsi, l'écart entre le montant
25 autorisé de 1,5 M\$ et le montant réellement encouru de 0,1 M\$ a été cumulé
26 dans le compte d'écarts relatif aux interventions en efficacité énergétique⁸ au
27 31 décembre 2019 et intégré au montant de la remise accélérée à la clientèle au
28 début de l'année 2020 conformément aux dispositions de la *Loi visant à*
29 *simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité.*

⁷ Décision D-2019-027 (R-4057-2018), paragraphe 565.

⁸ Décision D-2019-088 (R-4043-2018), paragraphe 478.

- 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.

Réponse :

1 Comme mentionné en réponse à la question 3.2 du ROEE à la pièce HQD-5,
2 document 8 (B-0047), dans sa décision de mandater une entreprise non
3 réglementée, le Distributeur a considéré différents éléments, dont l'importance
4 de pouvoir offrir une expérience enrichie au client, laquelle se traduit par le
5 déploiement d'une infrastructure technologique en aval du compteur et donc
6 traditionnellement à l'extérieur des limites du périmètre des activités
7 réglementées selon la compréhension du Distributeur de l'article 2 de la LRÉ.
8 Cet article définit le réseau de distribution comme étant :

9 « l'ensemble des installations destinées à la distribution d'électricité à partir
10 de la sortie des postes de transformation, y compris les lignes de distribution
11 à des tensions de moins de 44 kV ainsi que tout l'appareillage situé entre ces
12 lignes et les points de raccordement aux installations des consommateurs
13 (...) ».

14 Ainsi, la vente et l'installation de thermostats intelligents telles que réalisées
15 par Hilo pourraient être considérées comme ne constituant pas une activité
16 réglementée selon une interprétation littérale de cet article.

- 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.

Réponse :

17 Le Distributeur est d'avis que les activités de conception et de développement,
18 de programmes de gestion de de la demande en puissance destinés aux
19 clientèles résidentielle, commerciale, institutionnelle et industrielle ainsi que le
20 déploiement de tels programmes et le contrôle des objets connectés peuvent
21 effectivement faire partie de ses responsabilités. Toutefois, il demeure que ces
22 activités peuvent également être imparties pour des raisons diverses,
23 notamment une optimisation des ressources humaines internes, la possibilité
24 d'une offre plus complète de produits et services aux clients, l'agilité pour
25 répondre rapidement aux conditions changeantes du marché. C'est d'ailleurs
26 l'approche utilisée par le Distributeur pour certaines activités comme par
27 exemple la maîtrise de la végétation ou le plantage de poteaux ou, dans le cas
28 de programmes d'efficacité énergétique, la mise en œuvre du programme
29 OIÉEB.

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur a choisi de recourir à un affilié pour obtenir des services de GDP**
2 **auprès de sa clientèle résidentielle parce qu'il est d'avis que cet affilié peut**
3 **mieux qu'une entreprise externe, pour les raisons invoquées en réponse à la**
4 **question 3.5 du ROÉÉ à la pièce HQD-5, document 8 (B-0047), satisfaire aux**
5 **exigences du Distributeur en termes de MW effacés et de fiabilité du réseau, de**
6 **même que de sécurité et de confidentialité des données pour une première**
7 **initiative de cette nature. Le Distributeur n'a pas affirmé qu'il ne serait pas en**
8 **mesure de satisfaire ces exigences s'il assumait lui-même le déploiement et**
9 **l'exploitation de l'activité.**

10 **Par ailleurs, en impartissant ce service à un agrégateur, le Distributeur a choisi**
11 **de ne pas s'immiscer dans le choix des technologies, usages, segments de**
12 **clients ou types d'habitation visés par celui-ci et de lui laisser la latitude**
13 **d'ajuster son offre pour atteindre les cibles du Plan d'approvisionnement.**

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.

Réponse :

14 **Comme mentionné en réponse à la question 3.5 du ROÉÉ à la pièce HQD-5,**
15 **document 8 (B-0047), il s'agit d'une première mise en place de ce type**
16 **d'approche de gestion de la demande chez la clientèle résidentielle d'Hydro-**
17 **Québec. Pour cette raison, l'entreprise jugeait plus prudent et plus simple de**
18 **mandater une filiale pour ce faire.**

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.

Réponse :

1 **À la référence (vii), il n'est pas mentionné que le fait de déléguer à une tierce**
2 **partie la responsabilité de déterminer la contribution des différents types**
3 **d'habitation, segments de clients ou usages est préférable pour assurer la**
4 **fiabilité du réseau à ce que cette responsabilité soit assumée par le**
5 **Distributeur.**

6 **Cependant, il est normal que cette responsabilité revienne à Hilo, y compris**
7 **celle des évaluations de marché et des stratégies marketing, car le Distributeur**
8 **achète un service de réduction de puissance. Il est donc de la responsabilité du**
9 **fournisseur de ce service de prendre les moyens nécessaires pour respecter**
10 **ses obligations.**

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.

Réponse :

11 **Au même titre qu'avec Hilo, la responsabilité de déterminer la contribution des**
12 **différents types d'habitation, segments de clients ou usages pourrait être**
13 **déléguée à des agrégateurs indépendants. Cependant, comme mentionné en**
14 **réponse à la question 11.12, il n'y a pas de lien entre cette responsabilité et la**
15 **fiabilité du réseau.**

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 %.

Réponse :

1 **Le facteur de 80 % est le fruit d'une analyse préliminaire faite par les experts du**
2 **Transporteur et du Distributeur. Essentiellement, ce taux représente la**
3 **proportion des postes du Transporteur dont le profil de charge est comparable**
4 **à celui de l'ensemble du réseau. En d'autres termes, une analyse historique**
5 **montre que l'effacement des 100 heures les plus fortes de la charge globale du**
6 **réseau (soit les heures susceptibles d'avoir un effacement de la demande)**
7 **permet également un effacement de la pointe propre de 80 % des postes.**

8 **Les travaux en cours dont il est fait mention à la référence (ii) permettront de**
9 **confirmer cette hypothèse.**

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.

Réponse :

10 **Le Distributeur fournit annuellement au Transporteur la prévision des besoins**
11 **en puissance propres à chacun des postes du réseau. Celle-ci ne tient pas**
12 **compte de l'impact des moyens de gestion et des producteurs privés. En**
13 **complément d'information, il fournit les contributions des moyens de gestion**
14 **évaluées pour les pointes historiques propres à chacun des postes. Le**
15 **Distributeur travaille actuellement à définir l'apport anticipé des moyens de**
16 **gestion pour ces mêmes postes. Cette nouvelle approche apportera de**
17 **nouveaux outils aux planificateurs des réseaux de transport et de distribution**
18 **dans l'exercice de leurs fonctions.**

19 **La planification des réseaux de transport et de distribution est un exercice**
20 **complexe. Il est exact que la prise en compte de ces moyens est une approche**
21 **récente. D'une part, parce que l'apport des moyens de GDP était jusqu'à ce jour**
22 **relativement limité, surtout ramené à l'échelle de chacun des postes. D'autre**
23 **part, parce que les délais inhérents aux travaux sur le réseau de transport**
24 **(planification plusieurs années à l'avance) incitent à une certaine prudence**
25 **quant à la prise en compte des moyens de GDP, en raison de la difficulté de**
26 **corriger rapidement le tir si les réductions prévues de la demande ne sont pas**
27 **au rendez-vous.**

28 **Toutefois, Hydro-Québec croit fermement à l'importance des différents moyens**
29 **de GDP aux fins de réduction de ses besoins en puissance, comme en témoigne**
30 **d'ailleurs la contribution croissante de ces moyens dans l'équilibre du bilan en**

1 puissance du Distributeur. L'entreprise a également exprimé une volonté claire
2 quant à la prise en compte de ces moyens au moment de la planification de son
3 réseau.

4 La question n'est donc pas de savoir si l'entreprise doit tenir compte des
5 moyens de GDP aux fins de planification de son réseau mais bien de quelle
6 manière cette prise en compte doit se faire, de façon à maintenir une approche
7 de planification robuste et prudente. C'est là l'objectif des travaux conjoints en
8 cours du Transporteur et du Distributeur.

9 En conséquence, le Distributeur est en désaccord avec le qualificatif
10 d'« hypothétique » proposé par la Régie.

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.

Réponse :

11 Le Distributeur comprend que la question de la Régie suggère l'utilisation d'un
12 facteur beaucoup plus faible, voire une non-reconnaissance de l'attribution
13 d'un coût évité de transport à des moyens de GDP. Il souligne d'emblée qu'il
14 est évidemment en désaccord avec une telle proposition. Comme expliqué en
15 réponse à la question 12.1, les travaux en cours visent notamment à confirmer
16 le taux de 80 % avancé par les experts du Transporteur et du Distributeur. Le
17 Distributeur soutient que rien ne permet pour le moment d'infirmier ce taux et
18 que, dans l'attente des conclusions des analyses, il constitue la meilleure
19 hypothèse de travail.

20 Par ailleurs, il faut rappeler que ce taux de 80 % vise un moyen de GDP qui
21 serait appliqué uniformément sur le territoire (donc, à des fins de gestion des
22 approvisionnements en puissance). Le comité technique évalue les moyens de
23 maximiser la valeur de ce moyen de gestion dans le report d'investissements
24 associés à la croissance du réseau.

25 Enfin, la valeur d'un moyen de GDP est bien entendu propre à chacun. Hormis
26 les coûts évités d'approvisionnement, de transport et de distribution, plusieurs
27 autres facteurs peuvent soutenir le recours à un moyen de GDP, par exemple
28 des avantages environnementaux (réduction du recours à des équipements de
29 pointe). Ces autres avantages n'ont pour le moment pas été quantifiés par le
30 Distributeur.

31 Le Distributeur réitère l'importance accordée par Hydro-Québec au
32 développement de moyens innovants de satisfaire ses besoins en puissance,

1 en phase avec l'évolution technologique et les attentes de sa clientèle. Il
2 mentionne que ces réflexions ont cours un peu partout dans différentes
3 juridictions.

- 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) « 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]

(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.

Réponse :

1 **D'une part, les résultats concluants du projet pilote effectué par le Distributeur,**
2 **l'ont convaincu du potentiel d'un tel programme auprès de la clientèle**
3 **résidentielle et de la capacité d'Hilo de développer ce marché pour justifier la**
4 **signature d'un contrat de service sur une période de 10 ans. La période de**
5 **rodage a pour objectifs de permettre à Hilo d'apporter des ajustements**
6 **technologiques et commerciaux pour optimiser la pénétration du marché pour**
7 **les années subséquentes et permettre aux parties d'arrimer leurs activités pour**
8 **un rendement optimisé.**

9 **D'autre part, la mise en place d'une entreprise telle qu'Hilo demande des**
10 **investissements initiaux importants en infrastructures technologiques,**
11 **opérationnelles et commerciales. Le plan d'affaires d'Hilo est basé sur**
12 **l'amortissement de ces investissements sur plusieurs années et requérait donc**
13 **un engagement du Distributeur avant la fin 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.

Réponse :

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

- 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.

Réponse :

1 **La compréhension de la Régie est exacte mais s'applique uniquement au**
2 **contrat de service présentement en vigueur pour la gestion de la demande en**
3 **puissance du marché résidentiel.**

4 **Si d'autres services étaient éventuellement offerts au Distributeur dans**
5 **l'« entente cadre », ces derniers devront faire l'objet d'une analyse de la part du**
6 **Distributeur afin d'en valider l'adéquation avec ses besoins et d'en déterminer**
7 **les modalités, dont la rémunération.**

- 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.

Réponse :

8 **Comme expliqué en réponse à la question 13.1, un engagement contractuel à**
9 **long terme était requis afin d'assurer un revenu permettant d'amortir les**
10 **investissements initiaux d'Hilo. Hilo a tout intérêt à atteindre les contributions**
11 **prévues au plan d'approvisionnement car, à défaut, le Distributeur se réserve**
12 **le droit d'ajuster à la baisse la contribution d'Hilo à ce plan et réduire ainsi le**
13 **potentiel de revenu pour Hilo.**

14 **Notons par ailleurs qu'Hilo est liée par un engagement annuel communiqué au**
15 **Distributeur à chaque automne précédent la période d'hiver et, en cas de défaut**
16 **d'atteindre cet engagement, une pénalité est prévue au contrat.**

- 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.

Réponse :

1 **Peu importe les technologies développées par Hilo dans le cadre du contrat de**
2 **service pour la clientèle résidentielle, la rétribution par kW effacé demeure la**
3 **même. Le Distributeur rappelle qu'il rémunère un service, et non des mesures.**
4 **Hilo dispose de la latitude nécessaire pour exploiter les potentiels des**
5 **différents segments de la clientèle résidentielle.**

6 **Par ailleurs, comme mentionné en réponse à la question 13.3, advenant l'ajout**
7 **d'une nouvelle offre de service de gestion de puissance pour un segment de**
8 **marché autre que le marché résidentiel, le Distributeur évaluera le caractère**
9 **raisonnable de la rétribution demandée, laquelle pourrait être différente de celle**
10 **payée pour le marché résidentiel.**

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.

Réponse :

11 **La mobilité électrique, le stockage intelligent et l'autoproduction solaire**
12 **pourraient permettre de gérer plus efficacement la demande de puissance du**
13 **Distributeur en période de pointe. Conséquemment, ces technologies peuvent**
14 **être utilisées par Hilo dans le cadre du contrat de service existant ou dans ceux**
15 **à venir.**

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.

Réponse :

16 **Le champ d'intervention d'Hilo pour le stockage intelligent et de**
17 **l'autoproduction solaire dans le cadre du contrat de service est limité au**
18 **marché résidentiel et aux objectifs spécifiés dans ce contrat.**

19 **Le Distributeur a cependant la latitude de développer des offres pour ces**
20 **mêmes moyens de gestion de la demande de puissance. Toutefois, il devra**
21 **s'assurer que celles-ci soient complémentaires et non en concurrence avec les**
22 **mesures d'Hilo afin d'éviter toute forme de cannibalisation.**

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

Réponse :

1 **Comme mentionné en réponse à la question 17.2 de la demande de**
2 **renseignements n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-5, document 3 (B-0042),**
3 **Hilo pourrait éventuellement introduire une offre pour les marchés CI et PMI,**
4 **laquelle devrait toutefois faire l'objet d'une modification au contrat de service.**
5 **La teneur de cette éventuelle modification n'est évidemment pas déterminée.**

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.

Réponse :

6 **Les cibles de réduction de puissance peuvent être modifiées à la hausse ou à**
7 **la baisse. Les cibles peuvent être modifiées à la baisse par le Distributeur si**
8 **elles ne sont pas atteintes par Hilo et si le Distributeur estime qu'elles ne**
9 **pourront être atteintes dans le futur. Par contre, si Hilo démontrait qu'elle est**
10 **en mesure de dépasser les cibles prévues au contrat, celles-ci pourraient être**
11 **revues à la hausse avec l'assentiment du Distributeur.**

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.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 13.8. Si une telle offre était développée par Hilo, le**
13 **Distributeur s'assurerait que celle-ci soit complémentaire et non en**
14 **concurrence à son propre programme de GDP Affaires afin d'éviter toute forme**
15 **de cannibalisation.**

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.

Réponse :

1 Hilo cherche constamment à bonifier son offre aux clients. La cible de 621 MW
2 pourrait être atteinte entièrement par l'offre actuelle visant la charge de
3 chauffage des espaces, mais pourrait fort probablement bénéficier de la
4 contribution d'autres offres complémentaires, lesquelles pourraient viser les
5 thermostats centraux, les chauffe-eau, la mobilité électrique ou encore
6 l'autoproduction solaire avec stockage. Les technologies exactes ne sont pas
7 arrêtées pour le moment.

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'acquiescer 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 prémisse 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.

Réponse :

1 **Aux fins de l'application de la LRÉ, le Distributeur ne fait aucune distinction**
2 **entre les termes « mesures d'efficacité énergétique », « intervention en**
3 **efficacité énergétique », « initiative en efficacité énergétique » ou « programme**
4 **en efficacité énergétique ».**

1 L'article 74.1 prévoit que tout projet d'efficacité énergétique, au sens du
2 paragraphe 2° du deuxième alinéa, doit satisfaire aux exigences de stabilité, de
3 durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement
4 conventionnelles. Le dernier alinéa du même article prévoit toutefois que ce
5 n'est que pour l'application dudit article que le promoteur d'un projet
6 d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité. Ce
7 n'est donc que lorsque le Distributeur lance un appel d'offres, soit en présence
8 de besoins à combler ou lorsque le gouvernement détermine un bloc, qu'un tel
9 projet d'efficacité énergétique pourra soumissionner, sous réserve de ses
10 caractéristiques. Cette possibilité pour un projet d'efficacité énergétique de
11 participer à un tel appel d'offres ne doit toutefois pas être interprétée comme
12 privant le Distributeur de pouvoir mettre en place, que ce soit à l'interne ou par
13 l'entremise d'une filiale, des programmes ayant comme objectif une économie
14 dans l'utilisation des ressources installées chez ses clients.

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.

Réponse :

15 **Non, aucune distinction ne doit être faite car l'objectif d'une mesure en**
16 **efficacité énergétique est une économie dans l'utilisation des ressources**
17 **installées chez les clients du Distributeur. Que celle-ci soit déployée par le**
18 **Distributeur à l'interne ou qu'elle soit impartie ne change donc rien, l'objectif**
19 **demeure le même.**

20 **Le Distributeur ajoute également qu'il existe des précédents où il a impartie la**
21 **gestion et la commercialisation d'un programme en efficacité énergétique.**

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.

Réponse :

1 Le Distributeur est d'avis que les différentes affirmations mentionnées aux
2 références (i) à (ix) sont cohérentes lorsque lues dans leur contexte.

3 En effet, le Distributeur constate qu'une certaine confusion semble résulter de
4 l'utilisation du terme « approvisionnement ». À cet effet, le Distributeur
5 souligne que dans certaines références, le mot « approvisionnement » est
6 utilisé dans son sens générique (par exemple les références (i), (ii), (iv), et (ix))
7 alors que lorsque la question posée est davantage juridique, il sera utilisé tel
8 que défini dans la LRÉ. À titre d'exemple, à la référence (iii), le Distributeur
9 précise qu'il réfère à la notion de « contrat d'approvisionnement en électricité »
10 au sens de la LRÉ.

11 Voir également le complément de réponse à la question 3.7 du ROÉÉ à la pièce
12 HQD-5, document 8.1 (B-0082).

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

Réponse :

13 La Régie avait identifié au paragraphe 158 de sa décision D-2019-164 les
14 principaux objectifs visés par le programme GDP Affaires comme suit :

- 15 • assurer l'équilibre offre-demande de son bilan en puissance ;
- 16 • respecter le critère de fiabilité de son réseau ;
- 17 • retarder la nécessité d'un appel d'offres de long terme en puissance.

18 Le Distributeur soutient que le produit Hilo vise également l'atteinte de ces
19 objectifs.

20 Tout d'abord, les services offerts par Hilo et par le programme GDP Affaires
21 sont tous les deux des produits de gestion de la demande en puissance. Il s'agit
22 tous deux, pour reprendre les termes du paragraphe 168 de la décision
23 D-2019-164, d'une « contribution en puissance marginale et dérivée des
24 sources d'approvisionnement existantes » qui permettent de contribuer à
25 repousser le recours à de nouveaux appels d'offres.

26 Il s'agit donc de produits de puissance « résultant de l'effacement ou de
27 l'interruption à la pointe des participants » et qui sont donc « extrait[s] des

1 ressources déjà disponibles » [paragraphe 173]. En fait, la Régie a indiqué que
2 le simple fait qu'il s'agisse d'un produit extrait des ressources déjà disponibles
3 suffit pour justifier l'exemption du programme de la procédure d'appel d'offres.
4 Le Distributeur est d'avis qu'il devrait en être de même pour le service offert par
5 Hilo.

6 Dans sa décision D-2019-164, paragraphe 162, la Régie avait également
7 considéré comme pertinent le fait que les participants au programme
8 GDP Affaires n'étaient pas des producteurs ou des négociants d'électricité,
9 mais des clients existants du Distributeur ou encore des agrégateurs utilisant
10 les capacités d'effacement de clients existants du Distributeur.

11 Le Distributeur considère ainsi que les différentes caractéristiques mises de
12 l'avant par la Régie dans sa décision D-2019-164 pour conclure que le
13 programme GDP Affaires n'est pas visé par la procédure d'appel d'offres de
14 l'article 74.1 de la LRÉ s'appliquent *mutatis mutandis* au service offert par Hilo.

14.2.2 en fonction de l'analyse faite par la Régie à cet égard aux paragraphes 151 à
208 de ladite décision.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.2.1.

**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.

Réponse :

1 Le Distributeur ne prévoit pas déployer d'initiative de transition énergétique
2 dans les réseaux de Schefferville et du Lac-Robertson, qui sont chacun
3 alimenté par une centrale hydroélectrique.

4 Des initiatives de transition sont en cours dans plusieurs réseaux. À cet égard,
5 pour celles à Quaqaq, Tasiujaq, Inukjuak, Kuujjuarapik-Whapmagoostui, Îles-
6 de-la-Madeleine (Cap-aux-Meules), La Romaine et Obedjiwan, voir les pages 40
7 et 41 de la pièce HQD-3, document 1 (B-0010). De plus, le Distributeur a
8 récemment eu des discussions avec les parties prenantes pour un projet de
9 production d'électricité à partir d'une centrale de cogénération à la biomasse
10 forestière pour le réseau de Port-Menier.

11 Comme mentionné à la page 15 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005), le
12 Distributeur planifie la mise à jour des automatismes dans la majorité des
13 réseaux de manière à pouvoir intégrer de l'énergie renouvelable au cours des
14 prochaines années.

15 Des initiatives de transition suivront pour les réseaux de Clova et de l'Île-
16 d'Entrée.

17 Compte tenu des modifications apportées à l'article 73 de la *Loi sur la Régie de*
18 *l'énergie*, le Distributeur ne déposera aucune demande d'autorisation.

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 Menihék, 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 Menihék 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 Menihék 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 (Kuujuarapik et Kangiqsujuaq). »

[...]

« Comme indiqué dans le dossier R-3999-201716, le Distributeur prévoit devoir effectuer une réhabilitation des digues de l’aménagement des Menihek. 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 Menihek 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 (Kangihsualujuaq)	1,4		0,1	
Parc à carburant (Aupaluk)	1,4			
Parc à carburant (Umiujaq)	1,9		0,3	
Abri à barils (Purvinituq)		1,1	0,4	1,9
Automatisation à remplacer (Kangihsualujuaq)			1,2	
Automatisation à remplacer (Kangihsujuaq)		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 (Iles-de-la-Madeleine)	0,3	0,9	0,4	
Réfection des cheminées (Iles-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\$.

Demandes :

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 Menihek dans laquelle une série d'investissements a été prévue, ainsi que dans la ligne de transport vieillissante de 60 km, reliant la centrale de Menihek 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 Menihek 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.

Réponse :

1 **Le Distributeur le confirme. Voir la réponse à la question 15.1. De plus, à la**
2 **page 34 de la référence (i), le Distributeur constate une erreur ; il aurait dû**
3 **référer à la section 6.3 et non à la section 6.2.**

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.

Réponse :

4 **Pour la ville de Schefferville, des appels de propositions ont été lancés en 2018**
5 **pour la réalisation des travaux. Toutefois, après trois appels de propositions,**
6 **les coûts proposés dans la seule soumission reçue étaient plus de 500 %**
7 **supérieurs aux coûts maximum acceptables pour assurer la rentabilité de ce**
8 **programme. C'est donc en raison du coût élevé de la mesure que les tests**
9 **économiques ont montré que la mesure n'était pas rentable, considérant les**
10 **coûts évités du réseau de Schefferville.**

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.

Réponse :

1 **Il n'est pas prévu de relancer le programme d'isolation des entre-toits d'ici un**
2 **horizon de cinq ans pour la raison invoquée en réponse à la question 16.2.**

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.

Réponse :

3 **En l'absence de nouveaux projets miniers prévus sur la période couverte par le**
4 **Plan, l'activité minière, qui fait partie du secteur industriel, a été modélisée sur**
5 **la base de la croissance des ventes industrielles des années précédentes.**
6 **Ainsi, sur la période 2019-2029, la croissance du secteur industriel est estimée**
7 **à 0,2 % annuellement.**

8 **Plusieurs facteurs rendent difficile l'évaluation de l'impact d'un scénario de**
9 **développement minier plus important, dont la probabilité de réalisation, de**
10 **l'avis du Distributeur, est à l'heure actuelle très faible :**

- 11 **• le Distributeur n'a reçu aucune demande de raccordement pour un**
12 **projet minier pour la région ;**
- 13 **• les caractéristiques des projets potentiels, telles que l'appel de**
14 **puissance et la consommation en énergie, demeurent encore**
15 **inconnues.**

16 **Pour ce qui est du bilan en énergie et en puissance présenté dans le Plan**
17 **d'approvisionnement, ce dernier se limite à la consommation d'électricité sur**
18 **le territoire québécois, ce qui implique que l'emplacement futur d'une**
19 **potentielle mine déterminerait si celle-ci ferait partie du bilan du Québec ou de**
20 **celui du Labrador. Cependant, indépendamment de l'emplacement de la mine,**
21 **le Distributeur est d'avis que son impact indirect sur la consommation**
22 **électrique du réseau de Schefferville est en partie pris en compte. En effet, un**
23 **boom minier pourrait apporter une croissance plus importante des secteurs**
24 **résidentiel et commercial. Le Distributeur est d'avis que la croissance annuelle**
25 **respective des abonnements résidentiels et commerciaux de 1,6 % et de 1,0 %**
26 **sur la période couverte par le Plan pourrait capter l'essentiel des impacts**
27 **indirects d'un développement minier plus important que prévu.**

28 **Il est aussi important de mentionner que le coût de raccordement ou la mise à**
29 **niveau du réseau électrique pourrait influencer le type d'approvisionnement**
30 **privé par les mines.**

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.

Réponse :

1 Il y a peu de marge sur le bilan énergétique annuel de Menihek pour promouvoir
2 des projets visant à valoriser des surplus sur une base annuelle. La
3 consommation des clients du réseau de Schefferville est déjà maximisée en
4 raison notamment du chauffage résidentiel à l'électricité. De plus, le
5 Distributeur estime qu'il est nécessaire de conserver une marge de manœuvre
6 en période estivale afin de réaliser l'entretien et les travaux de réfection requis
7 de la centrale.

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)).

Réponse :

8 Les dispositions contractuelles permettent à Nalcor de retenir une quantité de
9 puissance et d'énergie vendues à Hydro-Québec en lui donnant un préavis écrit
10 de 72 mois. En contrepartie de ce rappel, Nalcor doit payer à Hydro-Québec les
11 coûts d'exploitation de la centrale, plus les coûts liés à l'amortissement annuel
12 courant de la centrale ainsi que les coûts financiers s'y rapportant, en
13 proportion de la quantité d'énergie rappelée par Nalcor.

14 Si, après la prise de tout rappel de ce genre, l'énergie totale à la disposition
15 d'Hydro-Québec devient inférieure à 50 % des besoins de Schefferville et à
16 40 GWh, Hydro-Québec aura alors la possibilité, moyennant un préavis écrit de
17 12 mois donné à Nalcor, de résilier le présent contrat et de se faire rembourser
18 la valeur comptable résiduelle nette de tous ses investissements dans la
19 centrale. Ces dispositions sont prévues à l'article 8.03 du *Contrat d'achat et de*
20 *vente d'électricité* conclu entre Hydro-Québec et Newfoundland and Labrador
21 Hydro (aujourd'hui Nalcor)⁹.

22 Ainsi, à l'exception d'un contrat de vente d'énergie excédentaire que Nalcor
23 pourrait envisager (au-delà des besoins pour Schefferville), le risque d'un
24 rappel demeure faible dans la mesure où le prix de vente de l'énergie ferme
25 pour le nouvel acheteur doit tenir compte des dispositions prévues à l'entente.
26 Par ailleurs, le délai de 72 mois avant tout rappel permettra à Hydro-Québec de

⁹ Pièce HQD-1, document 1 (B-1) du dossier R-3602-2006.

1 **préparer et mettre en place les solutions d'approvisionnement du réseau de**
2 **Schefferville.**

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.

Réponse :

3 **Plusieurs projets ont été menés à terme ces dernières années, dont ceux du**
4 **remplacement des câbles 6,9 kV et des équipements des services auxiliaires de**
5 **la centrale, de même que le remplacement des poutrelles des pertuis de**
6 **l'évacuateur de crues secondaire. Le Distributeur et Nalcor priorisent les**
7 **entretiens annuels sur les différents systèmes de la centrale. Ces projets de**
8 **réfection et cette maintenance sont requis pour assurer la fiabilité de la**
9 **centrale.**

10 **Pour les digues, une pile de réserve d'enrochement a été constituée et l'avant-**
11 **projet, en vue de leur réhabilitation, est débuté.**

12 **Concernant la réhabilitation des vannes de l'évacuateur de crues principal, des**
13 **ouvrages civils sont prévus en 2020. Avant de procéder aux travaux, le**
14 **Distributeur a optimisé le projet sur la base des résultats des relevés**
15 **techniques qui ont été préalablement réalisés.**

16 **À l'horizon 2025, les principaux investissements prévus sont liés à la réfection**
17 **de l'évacuateur de crues principal et à la réhabilitation des digues et perrés**
18 **pour assurer la fiabilité de l'alimentation de Schefferville.**

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.

Réponse :

19 **Depuis la signature du contrat entre le Distributeur et Newfoundland and**
20 **Labrador Hydro (aujourd'hui Nalcor) à la fin de l'année 2005, le Distributeur est**
21 **intervenu sur 25 % des structures du réseau de transport entre la centrale**
22 **Menihek et Schefferville. Les interventions ont permis d'améliorer la fiabilité**
23 **des lignes. Le Distributeur étudie présentement diverses options**
24 **d'investissement permettant d'assurer la fiabilité du réseau de transport au**
25 **meilleur coût.**

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur travaille présentement sur la planification et la réalisation de**
2 **plusieurs projets afin d’assurer la fiabilité en puissance. Le tableau R-16.9**
3 **présente les principaux projets qui, au total, nécessiteront des investissements**
4 **importants. Ces projets représentent actuellement les solutions les plus**
5 **probables. Toutefois, les études technico-économiques permettront de**
6 **comparer les différentes options et de confirmer la meilleure solution.**

TABLEAU R-16.9 :

PRINCIPAUX INVESTISSEMENTS EN RÉSEAUX AUTONOMES AFIN D'ASSURER LA FIABILITÉ EN PUISSANCE DU RÉSEAU AUTONOME

Réseau	Puissance installée (kW) Plan d'approvisionnement 2020-2029	Projets nécessaires avant 2025	Puissance installée (kW) après la réalisation des projets	État d'avancement
Aupaluk	2 x 320, 1 x 210 = 850	La puissance du groupe diesel de 210 kW a été augmentée à 320 KW	3 x 320 = 960	Terminé
Aupaluk		Un autre projet d'augmentation de puissance est à l'étude. Des groupes de la centrale actuelle seraient remplacés. Le projet sera précisé à la fin de l'étude préliminaire.		L'étude préliminaire est en cours.
Ivujivik	1 x 250, 2 x 365 = 980	Le projet consiste à remplacer deux groupes de la centrale actuelle.	1 x 365, 2 x 753 = 1 871	Les groupes sont en acquisition et l'ingénierie est en cours. La mise en service finale est prévue en 2022.
Kangiqtualujjuaq	1 x 855, 2 x 560 = 1 975	Le projet consiste à remplacer un moteur diesel de 560 kW par un moteur de 855 kW.	2 x 855, 1 x 560 = 2 270	Les travaux débutent en 2020.
Kangiqtujuaq	1 x 409, 2 x 560 = 1 529	Un projet d'augmentation de puissance est à l'étude. L'ajout d'un groupe électrogène supplémentaire est envisagé. Toutefois, les résultats de l'étude pourraient mener à un projet de nouvelle centrale.		L'étude préliminaire est en cours.
Kuujuarapik	3 x 1 135 = 3 405	Le projet consiste à ajouter un groupe électrogène supplémentaire.	3 x 1 135, 1x1 880 = 5 285	L'étude d'avant-projet débute en 2020 pour une mise en service prévue fin 2023.
Puvirnituaq	2 x 1 135, 1 x 1 880, 1 x 600 = 4 750	Le projet consiste à construire une nouvelle centrale diesel avec la capacité d'intégrer des énergies renouvelables.		L'étude d'avant-projet débute en 2020 pour une mise en service visée en 2025.
Quaqtaq	1 x 400, 1 x 320, 1 x 365 = 1 085	Le projet consiste à remplacer des groupes de la centrale actuelle.		L'étude d'avant-projet débute en 2020 pour une mise en service visée en 2023.
Salluit	2 x 855, 1 x 1 168 = 2 878	Le projet consiste à remplacer deux groupes de la centrale actuelle.	2 x 1 861, 1 x 1 168 = 4 890	Les groupes sont en acquisition et l'ingénierie est en cours. La mise en service finale est prévue en 2022.
Obedjiwan	2 x 1 600, 1 x 600, 1 x 1 100 = 4 900	Plusieurs scénarios sont à l'étude pour Obedjiwan parmi ceux-ci, le projet de biomasse		Des discussions sont en cours avec la communauté.

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.

Réponse :

1 **Comme annoncé dans les Plans d'approvisionnement 2017-2026 et 2020-2029,**
2 **la centrale thermique actuelle à Tasiujaq est vétuste et ne suffit plus à répondre**
3 **aux besoins de la communauté. Le Distributeur se prépare donc à construire**
4 **une nouvelle centrale diesel de 1,7 MW intégrant environ 10 kW d'énergie**
5 **solaire à même le bâtiment. La mise en service est prévue en décembre 2022.**
6 **La centrale comprendra trois groupes électrogènes de 566 kW, 10 kW de**
7 **panneaux solaires et permettra d'assurer la fiabilité en puissance pour**
8 **plusieurs années. Elle est conçue de façon à intégrer, dans le futur, une plus**
9 **grande quantité d'énergie renouvelable.**

10 **Le Distributeur a préconisé un mode d'appel d'offres en devis de performances**
11 **pour le bâtiment de la centrale et les panneaux solaires afin que les**
12 **soumissionnaires puissent fournir un concept de bâtiment.**

13 **Les groupes électrogènes sont présentement en acquisition, l'ingénierie est en**
14 **cours. Les soumissions ont été reçues pour la construction de la centrale et**
15 **sont en cours d'analyse.**

16 **En ce qui concerne la ligne de transport aux IDLM, le Distributeur est**
17 **actuellement à l'étape de l'étude préliminaire de reconstruction de la ligne L778**
18 **dont la mise en service est prévue en 2025.**

- 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.

Réponse :

1 **L'affirmation exprimée dans la première phrase de la référence (i) s'applique à**
2 **toutes les sources d'énergie intermittente telles que le vent et le rayonnement**
3 **solaire. L'utilisation d'un combustible, telle que la biomasse, est une source**
4 **d'énergie continue.**

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.

Réponse :

5 **L'expérience acquise avec les micros-réseaux n'est pas encore assez grande**
6 **pour permettre au Distributeur d'élaborer sur cette question. Toutefois, a priori**
7 **et sans s'appuyer sur des expériences concrètes et suffisantes, la combinaison**
8 **photovoltaïque/éolien pourrait permettre de diversifier la source d'énergie**
9 **renouvelable sans toutefois garantir un approvisionnement stable et coïncident**
10 **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 ?

Réponse :

- 1 **Le Distributeur pourrait intervenir dans la conception des installations du**
2 **producteur privée afin d'assurer une redondance des équipements critiques.**
3 **Toutefois, la redondance seule ne permet pas d'assurer la sécurité de**
4 **l'approvisionnement. Il faut que la ressource soit aussi disponible. Par**
5 **exemple, dans le cas de frasil, tous les groupes d'une centrale hydroélectrique**
6 **au fil de l'eau pourraient être indisponibles pendant plusieurs jours. Il faut donc**
7 **prévoir une source d'énergie alternative fiable comme la production diesel.**
8 **Étant donné que le coût d'une centrale diesel n'est pas directement**
9 **proportionnel à sa puissance installée, l'ajout de puissance supplémentaire ne**
10 **devrait pas entraîner d'augmentation de coût substantielle.**
- 11 **Par ailleurs, étant donné l'éloignement, le climat et la difficulté d'accès à ces**
12 **réseaux, le Distributeur juge préférable d'être en pleine maîtrise de**
13 **l'alimentation de ses clients en cas de problème, car il est responsable**
14 **d'assurer la fiabilité de leur alimentation électrique.**

- 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.

Réponse :

- 15 **Dans le cas d'Inukjuak, le projet est trop avancé pour en changer la conception.**
16 **Voir également la réponse à la question 17.3.**

- 17.5 Veuillez donner un ordre de grandeur des coûts de telles modifications.

Réponse :

- 17 **Le Distributeur ne détient pas cette information.**

- 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.

Réponse :

1 **Le Distributeur ne prévoit pas considérer un des deux groupes hydro-**
2 **électriques dans le bilan en puissance pour les raisons énumérées aux**
3 **réponses aux questions 17.3 et 17.4.**

4 **Le Distributeur prévoit la construction d'une centrale de réserve dont le coût**
5 **paramétrique est inférieur au maintien de la centrale actuelle.**

6 **Le projet de nouvelle centrale diesel est actuellement à l'étape d'étude d'avant-**
7 **projet. Cette étape permettra d'évaluer avec plus de précision les coûts de cette**
8 **option.**

- 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 ⁽³⁾	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)
Kangiqsualujuaq	(51)	(73)	(97)	(122)	(147)	(171)	(196)	(221)	(245)	(269)
Kangiqsujuaq ⁽¹⁾	872	855	838	822	801	780	760	740	720	701
Kangirsuk	70	58	47	37	28	19	10	1	(8)	(17)
Kuujuaq	366	281	190	94	(4)	(103)	(201)	(296)	(391)	(483)
Kuujuarapik ⁽⁴⁾	1 404	1 341	1 298	1 268	1 238	1 209	1 181	1 154	1 128	1 102
Puvimituq	215	134	58	(14)	(83)	(149)	(213)	(276)	(337)	(395)
Quaqtaq	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
Tasiujaq ⁽¹⁾	430	420	410	399	389	379	368	359	349	340
Umiujaq	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 ⁽³⁾	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
Obedjivan ⁽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]

Demands :

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.

Réponse :

1 **Le Distributeur constate une erreur dans la référence (i), car le renvoi devrait**
2 **être à la section 6.3 plutôt que la section 6.2.**

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.

Réponse :

3 **Le Distributeur a fait le suivi de la demande de la Régie dans le Plan**
4 **d'approvisionnement 2017-2026, dossier R-3986-2016, pièce HQD-2,**
5 **document 2 (B-0011), pages 101-102. Pour les mêmes raisons qu'invoquées**
6 **dans le dossier R-3986-2016, notamment la confidentialité de l'information en**
7 **vertu de la *Loi sur la protection des renseignements personnels*, le Distributeur**
8 **ne dispose pas de l'information demandée.**

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.

Réponse :

9 **Parmi les initiatives réalisées ou en cours, on compte les suivantes :**

10 • **À Opitciwan, une analyse a été réalisée à la scierie, principal**
11 **consommateur du réseau, pour déterminer le potentiel des mesures**
12 **d'efficacité énergétique qui entraîneraient directement une réduction de**
13 **l'appel de puissance. À la suite de cette analyse, les mesures porteuses**
14 **sont prévues être implantées au cours de l'année 2020.**

15 • **Au Nunavik, l'implantation d'un projet d'éclairage au DEL a été réalisée**
16 **dans 15 villages, entraînant une réduction de la consommation**
17 **d'énergie et de l'appel de puissance chez les clients affaires. Puisque le**
18 **chauffage est assuré par le combustible, le remplacement de l'éclairage**
19 **par de l'éclairage au DEL a permis une réduction non négligeable de la**
20 **puissance.**

- 1 • À Clova, une analyse est en cours afin d'identifier des mesures
2 d'efficacité énergétique visant une réduction de la pointe, avec pour
3 objectif de repousser des investissements relativement à la centrale.
- 4 • Aux IDLM, la participation des clients résidentiels et affaires au PUEÉ
5 contribue à la réduction de la pointe à la centrale. La bonification des
6 programmes d'efficacité énergétique – volet affaires a permis de
7 maximiser la pénétration des mesures chez les clients, entraînant une
8 réduction tant de la consommation d'énergie que de l'appel de
9 puissance. De plus, le Distributeur analyse d'autres initiatives visant
10 l'accompagnement des clients sur le plan technique, comme
11 l'implantation de l'éclairage DEL, de thermopompes aérothermiques, de
12 contrôle des systèmes électromécaniques et d'autres mesures.

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.

Réponse :

13 **Il est important de rappeler que dans les réseaux autonomes, le chauffage est**
14 **principalement assuré par le combustible. Ainsi, dans la majorité des réseaux,**
15 **l'enjeu de pointe est permanent et non pas ponctuel comme en réseau intégré.**
16 **Par conséquent, il est plus rentable pour toutes les parties prenantes (le**
17 **Distributeur et ses clients) de favoriser l'implantation de mesures d'efficacité**
18 **énergétique qui génèrent des économies d'énergie et une réduction de l'appel**
19 **en 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.

Réponse :

1 La première étape du projet de biomasse à Whapmagoostui-Kuujuarapik dont
2 il est question sert à alimenter l'aréna en chaleur utilisée pour le chauffage. Le
3 chauffage à la biomasse remplace une chaudière alimentée au mazout. Dans
4 une deuxième étape, il est prévu que le projet de biomasse alimente le système
5 de glace, avec un système de transfert de chaleur, en remplaçant le groupe
6 électrogène qui sert présentement à cette fin. Le projet de biomasse n'en est
7 donc pas un de production d'électricité.

8 L'ajout de production éolienne sur le réseau ne vient pas modifier cet
9 arrangement et le projet de biomasse pour l'aréna n'est donc pas incompatible
10 avec un projet qui alimenterait le réseau en électricité de source éolienne
11 renouvelable.

19.2 Veuillez notamment clarifier les points suivants :

19.2.1 Le projet de biomasse en est-il un de production d'électricité ?

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 19.1.**

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 ?

Réponse :

13 **Sans objet.**

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 ?

Réponse :

14 **L'effet combiné de la production d'énergie à partir de différentes sources**
15 **renouvelables peut permettre de prendre avantage des caractéristiques qui**
16 **sont propres à chacune de ces sources, notamment les gains en fiabilité**
17 **d'approvisionnement et le stockage dans la mesure où ces avantages ne se**
18 **font pas au détriment de la fiabilité en puissance, la continuité de service et le**
19 **coût des approvisionnements.**

- 1 **Dans le cas de Whapmagoostui-Kuujuarapik, il n'y pas de complémentarité**
2 **entre les deux projets, car celui de la biomasse ne produit pas d'électricité.**

- 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).

Réponse :

- 3 **L'étude se trouve à l'annexe A de la présente pièce.**

ANNEXE A
RÉPONSE À LA QUESTION 20.1

ÉTUDE DE POTENTIEL EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE AU NUNAVIK

HYDRO-QUÉBEC

Rapport final (version 2)

26 août 2019



ECONOLER

TABLE DES MATIÈRES

CONTEXTE	1
1 PORTÉE DE L'ÉTUDE.....	2
2 QUANTIFICATION DU POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE.....	3
2.1 Établissement de la consommation de référence.....	3
2.1.1 Consommation par usage final dans le secteur résidentiel.....	5
2.1.2 Consommation par usage final – C&I	6
2.2 Identification et analyse des mesures potentielles.....	8
2.2.1 Quantification des économies	10
2.2.2 Quantification des coûts et analyse économique.....	10
2.3 Résultats	13
2.3.1 Potentiel technico-économique pour le secteur résidentiel	13
2.3.2 Potentiel technico-économique pour les secteurs C&I.....	15
3 PLANIFICATION DU DÉPLOIEMENT DE PROGRAMMES	19
3.1 Mesures recommandées	19
3.1.1 Recommandations pour la mise en œuvre des programmes prioritaires.....	23
3.1.2 Collecte d'informations supplémentaires	25
4 CONCLUSION.....	26
ANNEXE I RÉSULTATS DU PTÉ	27

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Consommations de référence en 2022 et augmentation par rapport aux données 2018, par communauté.....	4
Tableau 2 : Segmentation de la consommation électrique C&I par type de bâtiments.....	6
Tableau 3 : Répartition de la consommation électrique par usage final pour les bâtiments C&I.....	7
Tableau 4 : Programmes d'EE mis en œuvre au Nunavik par HQD depuis 2005.....	9
Tableau 5 : Paramètres des calculs de tests de rentabilité.....	11
Tableau 6 : Mesures résidentielles passant le TCTR.....	14
Tableau 7 : Mesures C&I passant le TCTR.....	16
Tableau 8 : Mesures incluses au PTÉ, par ordre de potentiel d'économies d'énergie.....	21
Tableau 9 : Programmes prioritaires pour la mise en œuvre du PTÉ.....	23

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Carte du Nunavik.....	1
Figure 2 : Méthodologie utilisée pour établir le PTÉ.....	2
Figure 3 : Répartition de la consommation électrique du Nunavik.....	3
Figure 4 : Répartition de la consommation électrique résidentielle par usage final.....	5
Figure 5 : Répartition des économies d'énergie du PTÉ résidentiel par type de mesure.....	15
Figure 6 : Répartition des économies en puissance du PTÉ résidentiel par type de mesure.....	15
Figure 7 : Répartition des économies d'énergie du PTÉ C&I par type de mesure.....	18
Figure 8 : Répartition des économies de puissance du PTÉ C&I par type de mesure.....	18
Figure 9 : Exemple de matériel imprimé de la campagne Énergie Futé du Nunavut.....	25

ABRÉVIATIONS

ARK	Administration régionale Kativik
C&I	Commercial et institutionnel
CVCA	Chauffage, ventilation et conditionnement d'air
DEL	Diode électroluminescente
EE	Efficacité énergétique
EVV	Entraînement à vitesse variable
GDP	Gestion de la demande de puissance
GES	Gaz à effet de serres
HQD	Hydro-Québec Distribution
HM	Halogénure métallique
LCF	Lampe compacte fluorescente
MCE	Mesure de conservation d'énergie
PTÉ	Potentiel technico-économique
SHQ	Société d'habitation du Québec
TCTR	Test du coût total en ressources
TEQ	Transition énergétique Québec
TNT	Test de neutralité tarifaire

CONTEXTE

Econoler a été mandaté par Hydro Québec Distribution (HQD) afin de réaliser une étude de potentiels technico-économique (PTÉ) portant sur les clients résidentiels et commerciaux d'Hydro-Québec de quatorze (14) municipalités inuites du Nunavik.

Figure 1 : Carte du Nunavik¹



Cette étude s'inscrit comme un des éléments de réponses à la demande de la Régie de l'énergie dans sa décision (D-2018-025)²

Plus spécifiquement ce PTÉ identifie les usages et quantifie les économies potentielles réalisables et permet de planifier à haut niveau un plan de déploiement en efficacité énergétique en fournissant des objectifs de réalisation précis.

¹ Figure extraite de : *Nunavik : Un environnement en évolution* (2009), Commission de la qualité de l'environnement Kativik

² http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/414/DocPrj/R-4011-2017-A-0102-Dec-Dec-2018_03_07.pdf, consulté en juillet 2019.

1 PORTÉE DE L'ÉTUDE

La présente étude vise à établir le PTÉ sur un horizon de 5 ans, pour les années 2018 à 2022. Les économies présentées correspondent aux économies annuelles pour la première année de la mesure.

Le potentiel inclut les économies d'énergie et de demande de pointe. La période de demande de pointe est définie comme ayant lieu en semaine de 17 h à 20 h, entre novembre et février.

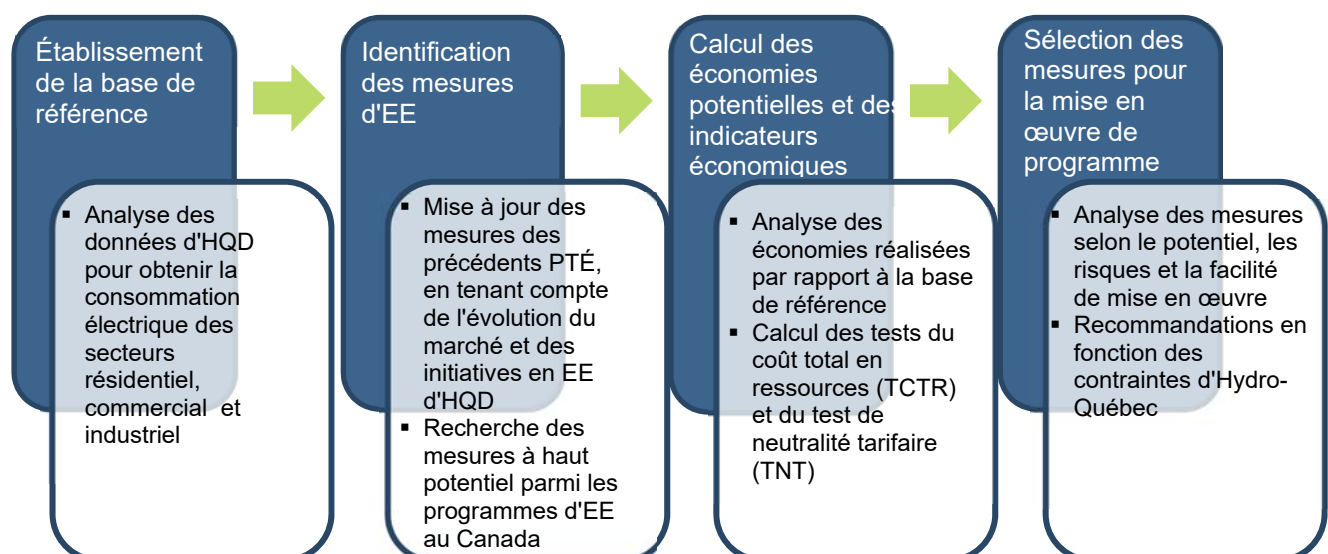
Econoler a établi le potentiel d'efficacité énergétique (EE) et a recommandé les mesures les plus appropriées pour le déploiement de programmes sur la base des informations suivantes :

- › Informations collectées par Hydro-Québec Distribution (HQD), particulièrement des audits énergétiques réalisés par la firme Legault-Dubois sur un échantillon de bâtiments résidentiels en 2014 et 2018
- › Entrevues réalisées auprès d'intervenants locaux, notamment l'Administration régionale Kativik (ARK), Transition énergétique Québec (TEQ) et la Société d'habitation du Québec (SHQ)
- › Audits énergétiques de bâtiments C&I conduits par Econoler en 2012 dans des communautés nordiques (Schefferville, Matimekush et Kawawachikamach)
- › Plans carboneutres des portfolios de bâtiments du Ministère des Transports et du Ministère de l'Environnement du Canada, réalisés par Econoler en 2019 et autres expériences pertinentes

Le mandat excluait la collecte de données primaires au Nunavik.

Le potentiel présenté représente une valeur maximum, car il assume que l'ensemble des mesures potentielles seront mises en œuvre. La **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessous présente les grandes étapes de réalisation du mandat.

Figure 2 : Méthodologie utilisée pour établir le PTÉ



2 QUANTIFICATION DU POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE

Cette section présente chacune des étapes menant à la quantification du PTÉ.

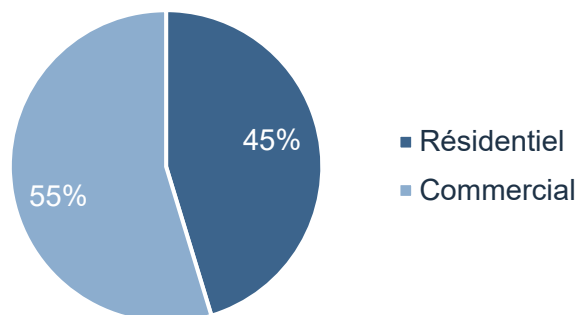
2.1 Établissement de la consommation de référence

La consommation de référence a été établie pour l'année 2022, afin d'inclure l'ensemble des nouveaux appareils qui seront ajoutés au parc du Nunavik d'ici la fin du PTÉ. La section suivante explique la façon dont les données existantes ont été utilisées pour prévoir la consommation en 2022, puis pour diviser cette consommation entre les secteurs résidentiel et commercial, puis par archétypes de bâtiments et ultimement, en usages finaux (tels que la ventilation, l'éclairage, les appareils électroménagers, etc.).

Afin d'établir la consommation de référence au début de la période du PTÉ, les données réelles de consommation électrique pour l'ensemble des abonnements au Nunavik ont été utilisées. Ces données ont été fournies par Hydro-Québec.

Econoler a distingué les consommations des secteurs résidentiel et commercial sur la base du tarif appliqué à chacun des abonnements. La consommation de 2018 des compteurs associés aux tarifs DN a donc été attribuée au secteur résidentiel, alors que la consommation 2018 des abonnements associés aux autres tarifs (G, M, T3) a été attribuée au secteur commercial et institutionnel (C&I). De plus, les consommations de 2018 sont réparties entre les communautés selon la localisation indiquée dans la base de données des abonnements d'Hydro-Québec. La Figure 3 illustre la répartition de la consommation électrique entre les clients résidentiels et commerciaux.

Figure 3 : Répartition de la consommation électrique du Nunavik



Afin d'estimer la consommation de référence (sans intervention en efficacité énergétique) de 2022, l'augmentation de la demande sur 5 ans estimée par Hydro-Québec a été appliquée aux

consommations réelles de 2018. Le Tableau 1 résume les données utilisées pour la consommation de référence par secteur et par communauté.

Tableau 1 : Consommations de référence en 2022 et augmentation par rapport aux données 2018, par communauté

Communauté	Résidentiel		Commercial	
	Consommation 2022 (kWh)	Augmentation par rapport à 2018	Consommation 2022 (kWh)	Augmentation par rapport à 2018
Akulivik	1 696 622	12,2 %	1 793 606	8,8 %
Aupaluk	804 311	20,0 %	1 527 352	12,7 %
Inukjuak	5 870 792	11,3 %	5 215 889	2,2 %
Ivujivik	1 293 094	11,5 %	1 535 390	8,0 %
Kangiqsualujjuaq	2 270 117	10,7 %	2 703 972	1,9 %
Kangiqsujuaq	2 571 804	9,4 %	2 857 380	8,3 %
Kangirsuk	1 681 961	10,6 %	2 171 3067	4,2 %
Kuujujuaq	10 317 034	13,9 %	11 424 056	6,8 %
Kuujuuarapik	2 690 035	9,7 %	4 028 823	3,1 %
Puvirnituaq	5 940 755	16,2 %	8 588 631	11,7 %
Quaqtaq	1 323 992	15,6 %	1 692 133	6,8 %
Salluit	4 769 921	13,0 %	3 992 006	5,4 %
Tasiujaq	1 058 286	10,7 %	1 647 299	1,4 %
Umiujaq	1 697 522	14,1 %	1 802 658	6,4 %
Total général	43 986 246	12,9 %	50 980 506	6,3 %

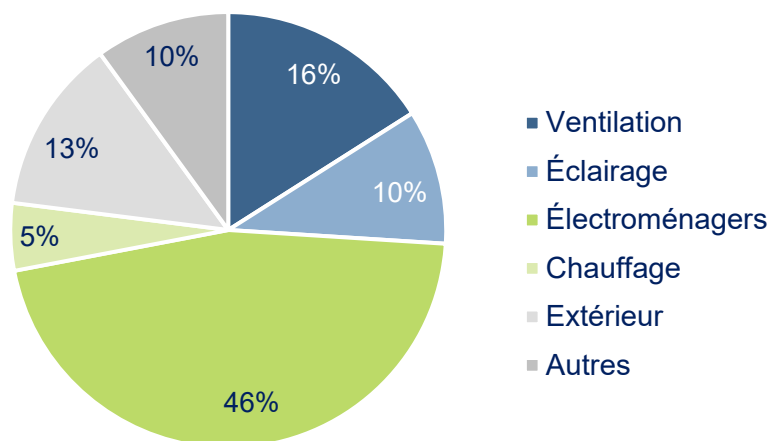
Il est à noter que l'augmentation de la consommation prévue par Hydro-Québec inclut l'évolution :

- › démographique selon l'Institut de la statistique du Québec
- › de la consommation unitaire, qui tient compte notamment de l'évolution de l'efficacité énergétique du parc de bâtiment et des besoins et habitudes changeants des populations.

2.1.1 Consommation par usage final dans le secteur résidentiel

Un total de 78 audits énergétiques de bâtiments résidentiels a été commandé par Hydro-Québec dans le but de qualifier les équipements présents dans les habitations typiques du Nunavik et de déterminer les usages finaux de l'électricité dans celles-ci. Econoler a utilisé les conclusions de ces audits, telles que déposées à la Régie de l'énergie³, pour la distribution des usages finaux et les a appliquées à la consommation résidentielle. Cette répartition moyenne est la suivante⁴ :

Figure 4 : Répartition de la consommation électrique résidentielle par usage final



La répartition de la consommation électrique par usage final a été estimée à l'aide de l'outil de simulation HOT2000 qui a permis de déterminer la quantité d'éclairage, les quantités d'appareils électroménagers et électroniques et l'efficacité de ces appareils. L'outil de simulation HOT2000 a été utilisé puisque les audits résidentiels n'incluaient pas de collecte de ces données. Econoler a toutefois vérifié les hypothèses concernant le niveau d'efficacité des grands électroménagers et de l'éclairage et a estimé qu'elles étaient raisonnables et ne remettaient pas en cause le profil d'usage électrique ci-dessous.

Un seul archétype de consommation résidentiel a été créé; celui-ci représente les sources de consommation de l'ensemble des habitations. Un archétype distinct pour les habitations ayant une consommation importante en deuxième tranche n'a pu être créé puisque le rapport d'audit ne présentait pas de répartition des usages finaux séparément pour ces habitations.

³ Hydro-Québec, SUIVI SUR LES CAUSES DE LA CONSOMMATION EN 2E TRANCHE D'ÉNERGIE AU TARIF DN, HQD-19, document 1, Rapport présenté à la Régie de l'Énergie, 31 mai 2019, p.12

⁴ À noter, bien que la source du chauffage soit au mazout, une composante électrique y est associée, notamment pour le ventilateur des fournaies. C'est donc cette composante électrique qui explique le 5% de la consommation électrique due au chauffage.

2.1.2 Consommation par usage final – C&I

Econoler a utilisé la segmentation de la consommation par catégorie de bâtiment présenté dans le PTÉ 2012, car aucun recensement plus récent n'était disponible et il est peu probable que cette segmentation ait changé significativement. Cette segmentation est présentée au Tableau 2.

Tableau 2 : Segmentation de la consommation électrique C&I par type de bâtiments⁵

Bâtiments commerciaux	Pourcentage de la consommation C&I	Bâtiments commerciaux	Pourcentage de la consommation C&I
Écoles	13,6 %	Cégeps	0,0 %
Arénas	3,8 %	Dépanneurs	0,3 %
Petits hôpitaux	5,4 %	Vente au détail	4,6 %
Hôtels	3,9 %	Centres commerciaux	0,0 %
Restaurants	0,6 %	Postes de police ou de pompier	2,0 %
Bars	0,0 %	Buanderies	0,0 %
Centres communautaires	4,8 %	Casse-croûte	0,1 %
Bureaux (et autres)	21,4 %	Stations de pompage	6,2 %
Marchés d'alimentation	11,2 %	Usines d'épuration	0,0 %
Loisirs	0,7 %	Transformation alimentaire	0,0 %
Garages	5,4 %	Éclairage public	6,7 %
Entrepôts	3,7 %	Postes d'alimentation électrique	5,0 %
Lieux de culte	0,3 %	Total	100%⁶

La répartition de la consommation d'électricité par type d'usages et par type de bâtiment C&I a été obtenue à partir des archétypes de RETScreen⁷, ainsi que d'analyses d'ingénierie pour les usages dans les services publics (station de pompage, usine d'épuration, éclairage public et poste d'alimentation électrique). Selon les audits énergétiques conduits par Econoler dans les régions nordiques desservies par les réseaux autonomes d'Hydro-Québec, la répartition des usages autres que le chauffage et la climatisation ainsi que le type d'équipement qui s'y retrouve sont semblables aux bâtiments ailleurs au Canada. Les archétypes RETScreen sont donc considérés comme une source fiable pour établir la répartition des usages finaux d'électricité.

Les données issues de ces archétypes ont été adaptées afin de retirer les consommations liées au chauffage, à la climatisation et à la production d'eau chaude, car Econoler assume que ces usages ne

⁵ Dans le PTÉ 2012, les consommations énergétiques des Bars, CÉGEPS et Buanderies sont nulles tandis que celle des Usines d'épuration et de Transformation alimentaires sont non-nulles mais plus petites que 0,1 %.

⁶ Le total n'est pas de 100% à cause des arrondissements

⁷ RETScreen est un logiciel de gestion d'énergies propres pour l'analyse de faisabilité de projets d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables et de cogénération qui a été développé par Ressources naturelles Canada.

sont pas comblés par l'électricité au Nunavik ou, dans le cas de la climatisation, simplement absents. Cette hypothèse apparaît raisonnable puisqu'Hydro-Québec impose un tarif beaucoup plus élevé (environ 78¢/kWh) à titre de pénalité pour les bâtiments qui utilisent l'électricité pour le chauffage des espaces et de l'eau, alors il est peu probable que des exploitants de bâtiments fassent ce choix.

La répartition des usages finaux de l'électricité par type de bâtiment C&I est présentée au Tableau 3.

Tableau 3 : Répartition de la consommation électrique par usage final pour les bâtiments C&I⁸

Type de bâtiments C&I	Proportion de la consommation d'électricité par usage final		
	Éclairage	Moteurs	Auxiliaires
Écoles	38,0 %	43,0 %	19,0 %
Arénas	29,0 %	68,0 %	4,0 %
Petits hôpitaux	42,0 %	33,0 %	25,0 %
Hôtels	27,0 %	24,0 %	49,0 %
Restaurants	15,0 %	70,0 %	15,0 %
Bars	15,0 %	70,0 %	15,0 %
Centres communautaires	45,0 %	29,0 %	26,0 %
Bureaux et bâtiments autres	39,7 %	31,8 %	28,5 %
Marchés d'alimentation	15,0 %	70,0 %	15,0 %
Loisirs	45,0 %	29,0 %	26,0 %
Garages	59,0 %	21,0 %	20,0 %
Entrepôts	59,0 %	21,0 %	20,0 %
Lieux de culte	45,0 %	29,0 %	26,0 %
Cégeps	38,0 %	43,0 %	19,0 %
Dépanneurs	15,0 %	70,0 %	15,0 %
Vente au détail	52,0 %	34,0 %	14,0 %
Centres commerciaux	52,0 %	34,0 %	14,0 %
Postes de police ou de pompier	59,0 %	21,0 %	20,0 %
Buanderies	15,0 %	70,0 %	15,0 %
Casse-croûte	15,0 %	70,0 %	15,0 %
Stations de pompage	6,0 %	88,0 %	6,0 %
Usines d'épuration	6,0 %	88,0 %	6,0 %
Transformation alimentaire	15,0 %	70,0 %	15,0 %

⁸ Les totaux peuvent ne pas être 100% à cause des arrondissements

2.2 Identification et analyse des mesures potentielles

Econoler a identifié les mesures les plus susceptibles de présenter un potentiel important en efficacité énergétique, sur la base des informations suivantes :

- › La liste des mesures potentielles présentées dans le PTÉ 2012, mise à jour par Econoler :
 - dans les cas où les interventions en EE et en gestion de la demande de puissance (GDP) déployées par Hydro-Québec depuis l'émission du PTÉ 2012 ont eu un impact sur les équipements en place
 - lorsque l'évolution naturelle du marché justifiait un ajustement
- › Les mesures communes dans les programmes d'EE des grandes utilités et les agences d'efficacité énergétique canadiennes telles que retrouvées dans la littérature technique;
- › Les mesures basées sur l'expérience d'Econoler en planification et évaluation de programme d'efficacité énergétique pour la quasi-totalité des administrateurs de programmes canadiens.

Le Tableau 4 à la page suivante liste les programmes d'EE mis en œuvre par Hydro-Québec au Nunavik. L'impact de ces programmes sur les mesures considérées ainsi que sur la base de référence utilisée pour ces mesures sont également discutés. Les résultats de ces programmes ont été fournis par Hydro-Québec.

Les programmes d'EE d'Hydro-Québec ont principalement influencé les équipements d'éclairage présents au Nunavik. Notamment, puisque le programme d'éclairage public d'Hydro-Québec a converti l'ensemble de l'éclairage public au DEL en 2015, les mesures d'éclairage au DEL pour l'éclairage public n'ont pas été considérées dans le PTÉ. La liste des mesures considérées dans l'élaboration du PTÉ se retrouve à l'Annexe I.

L'influence sur la base de référence des mesures d'éclairage mises en œuvre pour le secteur résidentiel en 2014 a été considérée dans la proportion d'éclairage de type fluocompact présent par logement moyen. L'influence de la mise en œuvre du programme d'éclairage efficace dans le secteur commercial depuis 2015 a été considérée dans l'évaluation du potentiel technico-économique des économies d'électricité en éclairage. La base de référence considérée dans l'estimation de la consommation des charges d'éclairage intègre de ce fait une part importante de tubes fluorescents T8 et est estimée à 80 %. Econoler a estimé que la part d'éclairage à DEL était faible, car l'installation de DEL dans le cadre de programmes d'EE en 2015 était beaucoup moins répandue qu'actuellement.

Il est à noter que les énergies renouvelables sont exclues de la quantification du PTÉ. Les énergies renouvelables n'étant pas liées à la consommation de référence, leur potentiel est théoriquement infini et se comparerait donc difficilement au potentiel des mesures d'économies d'énergie. Econoler a toutefois analysé la rentabilité de ces mesures et a inclus cette information dans le plan de déploiement des programmes à la section 3.1.

Tableau 4 : Programmes d'EE mis en œuvre au Nunavik par HQD depuis 2005

Date de mesure	Secteur ciblé	Usage électrique ciblé	Économies d'énergie électrique générées au Nunavik (MWh)	Description
2006-2015	Affaires	Bâtiments commerciaux – éclairage et ventilation	Programme bâtiment : 4 864,70 MWh	Programmes de réseau intégré offerts aux réseaux autonomes 25 projets d'éclairage, de réfrigération et des mesures pour nouvelles constructions (bâtiments administratifs, arénas, écoles)
2007-2010	Résidentiel	Électroménagers	Programme électroménagers efficace : 26,97 MWh	Programmes de réseau intégré offerts aux réseaux autonomes Programme d'électroménagers efficaces ciblant les machines à laver et les réfrigérateurs
2009-2011	Résidentiel	Éclairage, Électroménagers	Programme Mieux Consommer ES : Lumières : 0,138 MWh Électroménagers : 12,186 MWh Total: 12,324 MWh	Promotion de produits Mieux Consommer - Energy Star Programmes de rabais à la caisse pour l'achat de produits homologués Energy Star (ampoules, réfrigérateurs, congélateurs, machines à laver)
2014	Résidentiel	Éclairage	Programme d'éclairage résidentiel : 527,01 MWh	Programme d'éclairage résidentiel Programme faisant suite au projet pilote, mis en œuvre par vagues planifiées à l'ensemble du Nunavik
2014-2015	Institutionnel	Éclairage	Programme d'éclairage public : 361,25 MWh	Programme d'éclairage public Programme de remplacement des lumières à sodium haute-pression par des lumières à diodes électroluminescentes (DEL) pour l'ensemble du Nunavik
2015	Commercial / Institutionnel	Éclairage	Programme d'éclairage efficace : 2 375,41 MWh	Renouvellement des programmes d'EE avec la mise en œuvre des Programmes d'éclairage efficace et d'offre intégrée

2.2.1 Quantification des économies

Pour chacune des mesures d'efficacité énergétique identifiées, Econoler a accordé un pourcentage d'économie d'énergie de l'usage affecté par la mesure. Ce pourcentage a été établi par rapport à la base de référence et est basé sur une revue de la littérature, des calculs d'ingénierie et l'expérience récente d'Econoler dans des projets similaires.

Pour les mesures qui visent le remplacement d'équipement, Econoler a choisi d'évaluer séparément le remplacement hâtif et le remplacement en fin de vie utile. Cette distinction permet d'évaluer les mesures plus exactement, car les coûts et les gains d'efficacité varient généralement selon ce paramètre.

Pour établir l'augmentation de la taille du marché (par opposition aux remplacements hâtifs et ceux en fin de vie utile), Econoler s'est basée sur le taux de progression des ménages prévu pour le Nord-du-Québec, soit 7,20 %.⁹ Le potentiel d'efficacité énergétique pour les nouveaux équipements liés à l'augmentation de la taille du marché est inclus dans l'évaluation des mesures de remplacement en fin de vie utile, car le cas de référence est alors défini comme l'achat d'un équipement neuf.

Afin de tenir compte des effets interactifs entre les mesures, celles ayant le ratio coût-bénéfice le plus élevé ont été appliquées en premier et la base de référence des mesures suivantes a été ajustée. Par exemple, les économies liées au remplacement d'ampoules par des ampoules à DEL ont été calculées en tenant compte des heures de fonctionnement normales, puis les économies pour les mesures de contrôle (p. ex. : les détecteurs de mouvement) ont été calculées à partir de la consommation en puissance (watts) des ampoules à DEL.

Pour établir les économies de demande en puissance, Econoler a calculé un ratio d'économies de demande de puissance par kilowattheure économisé (W/kWh). Ce ratio a été établi pour chaque mesure sur la base d'une revue de la littérature, de calculs ou selon l'expérience d'Econoler.

2.2.2 Quantification des coûts et analyse économique

Afin d'analyser le potentiel technico-économique des mesures considérées, Econoler a utilisé deux tests de rentabilité.

Le test du coût total en ressources (TCTR) mesure la valeur économique d'une économie d'électricité pour la société, indépendamment de quel agent économique assume le coût et est défini par l'équation suivante :

$$TCTR = \text{Coûts évités par le distributeur} - (\text{Coûts pour le distributeur} + \text{Coûts pour le client})$$

L'ensemble des mesures pour lesquelles le TCTR a une valeur positive sont considérées comme viables économiquement et donc incluses dans le PTÉ.

⁹ Tableau 5.3, <http://www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/population-demographie/perspectives/perspectives-2011-2061.pdf>

Le deuxième test est le test de neutralité tarifaire (TNT), qui exprime l'impact de la mise en œuvre de la mesure sur les tarifs d'électricité. Une valeur de TNT positive indique que la mise en œuvre de la mesure a un impact à la baisse sur le coût de production d'électricité et par conséquent sur les tarifs. Le TNT est calculé selon l'équation suivante :

$$TNT = \text{Coûts évités de production} \\ - (\text{Coûts pour le distributeur} + \text{Revenus perdus par le distributeur})$$

Autant pour le TCTR que le TNT, tous les coûts sont exprimés en valeur actualisée nette, c'est-à-dire que les coûts encourus après la première année sont réduits pour tenir compte de la valeur temporelle de l'argent. Notamment, les coûts évités de production et les revenus perdus par le distributeur ont lieu chaque année pendant la durée de vie utile de la mesure. Les sous-sections suivantes détaillent la façon dont ont été établis les coûts et les autres paramètres des tests de rentabilité.

Paramètres économiques d'Hydro-Québec

Le taux d'actualisation, les coûts évités ainsi que les tarifs électriques ont été obtenus auprès d'Hydro-Québec, comme indiqué au Tableau 5.

Tableau 5 : Paramètres des calculs de tests de rentabilité

Paramètre	Valeur	Source
Taux d'actualisation	5,489 %	Hydro-Québec
Coût évité par kW	900 \$/kW	Hydro-Québec
Coût évité par kWh	51,88 ¢/kWh ¹⁰	Hydro-Québec
Revenu perdu par kWh – Tarif DN 1 ^{re} tranche	5,91 ¢/kWh	Tarif applicable au 1 ^{er} avril 2018
Revenu perdu par kWh – Tarif DN 2 ^e tranche	41,05 ¢/kWh	Tarifs applicables au 1 ^{er} avril 2018
Pourcentage des économies résidentielles ayant lieu en deuxième tranche	12,5 %	Calcul d'une moyenne sur la base des données de consommation fournies par Hydro-Québec pour 2018
Revenu perdu moyen par kWh – Résidentiel	10,30 ¢/kWh	Moyenne pondérée du tarif DN en 1 ^{ère} et 2 ^e tranche
Revenu perdu par kWh – Commercial (incluant la puissance)	9,10 ¢/kWh	Moyenne pondérée des tarifs au kilowattheure selon les consommations totales fournies par Hydro-Québec pour 2018

Coûts des mesures

Econoler a estimé le coût total des mesures ainsi que leur coût incrémental afin de calculer les tests de rentabilité.

¹⁰ Moyenne pondérée des coûts évités par communauté, par rapport à la consommation de 2018

Le coût total correspond à l'investissement requis pour mettre en place la mesure. Dans le cas des mesures de remplacement hâtif, cela correspond donc au coût total du produit, en plus du coût d'installation et des coûts d'administration de programme. Pour les mesures de remplacement en fin de vie utile, seuls les coûts de la subvention (estimé à 100 % du surcoût de l'équipement efficace) et ceux d'administration de programme sont pris en compte dans le coût total. Le coût total d'investissement est utilisé dans le TNT, car il correspond à la somme qui sera déboursée par Hydro-Québec.

Le coût incrémental, pour sa part, correspond au coût supplémentaire à payer pour mettre en place la mesure. Pour les mesures de remplacement hâtif, cela correspond au surcoût de l'équipement efficace par rapport à un équipement standard, en plus de la valeur résiduelle de l'équipement remplacé hâtivement, additionné aux coûts d'installation et d'administration de programme. Pour les mesures de remplacement de fin de vie utile, le coût incrémental se limite au surcoût de l'équipement efficace additionné aux coûts d'administration de programme. Le coût incrémental est utilisé dans le calcul du TCTR uniquement.

Les coûts des produits associés à chaque mesure sont estimés à l'aide de recherches en ligne, d'une revue de la littérature et de l'expérience d'Econoler.

Afin d'utiliser des données plus complètes et de meilleure qualité, les estimations ont tout d'abord été faites pour le sud du Canada (sud du 53^e parallèle). Ensuite, un facteur de majoration des coûts a été appliqué. L'étude la plus appropriée pour établir ce facteur de majoration des coûts pour les mesures d'efficacité énergétique a été réalisée en 2016 par l'Université Laval¹¹. Cette étude estime que l'indice corporatif du coût de la vie pour la catégorie des biens et services appartenant à la composante des dépenses courantes, ameublements et équipements du ménage est 48,7 % plus élevé au Nunavik comparativement au sud du 53^e parallèle. Compte tenu de ces informations, Econoler a appliqué un facteur de majoration de 50 % aux coûts des mesures obtenus pour le sud du Québec.

Afin d'estimer les coûts d'installation et d'administration de programme, Econoler a posé les hypothèses suivantes :

- › Les coûts d'installation, lorsque pertinents à la mesure, sont estimés équivalents au coût du produit, à l'exception des mesures d'électroménagers, pour lesquelles Econoler a utilisé son expérience en évaluation de programme d'efficacité énergétique pour estimer le temps d'installation requis.
- › Des frais de retrait des équipements encombrants et/ou contenant des halocarbures ont été considérés afin d'intégrer une prise en charge des équipements retirés du marché et de limiter leur impact environnemental. Un coût équivalent à 30 % du coût unitaire du produit de référence a donc été considéré pour le retrait et le rapatriement de ces équipements.

¹¹ Robitaille, Jean, Enrico Guénard, Sébastien Lévesque et Gérard Duhaime, 2018. Le Coût de la vie au Nunavik en 2016, rapport de recherche, version révisée et augmentée. Québec, Chaire de recherche du Canada sur la condition autochtone comparée, Université Laval, 23 pages + annexes

- › Les frais d'administration de programme ont été estimés à 10 % des coûts de programme pour les mesures qui font l'objet d'installation par l'administrateur du programme, et à 20 % des coûts de programme pour les mesures qui correspondent à des rabais en magasin. Ces chiffres sont réalistes selon l'expérience d'Econoler en évaluation et conception de programmes d'efficacité énergétique.

Durée de vie des mesures

La durée de vie utile des mesures est basée sur une revue de la littérature concernant les durées de vie utilisées dans les évaluations de programmes nord-américains et sur l'expérience d'Econoler.

Certaines des mesures proposées voient leurs économies diminuer au cours de leur durée de vie; par exemple, une mesure qui consiste à remplacer hâtivement un appareil inefficace peut avoir des économies élevées pour le reste de la vie utile du vieil appareil, puis des économies plus faibles pour les années suivantes, car le vieil appareil aurait été remplacé par un appareil neuf répondant aux normes d'efficacité actuelles. Pour considérer cette diminution d'économies, Econoler a utilisé une durée de vie équivalente. Elle est calculée comme suit :

$$\text{Durée de vie équivalente} = \frac{\text{Économies totales du cycle de vie}}{\text{Économies de première année}}$$

2.3 Résultats

Le potentiel technico-économique totalise 18 701 MWh, ce qui représente une réduction de 19,7 % de la consommation de référence et une économie potentielle d'environ 14 500 tonnes de CO₂ eq. par année. Les prochaines sous-sections détaillent le PTÉ pour les secteurs résidentiel et commercial.

2.3.1 Potentiel technico-économique pour le secteur résidentiel

Le potentiel en efficacité énergétique de la consommation électrique du secteur résidentiel, soit la somme des économies pour les mesures ayant un TCTR positif, totalise 6 681 MWh, ce qui équivaut à 15,2 % de la consommation résidentielle estimée des communautés du Nunavik en 2022. Le Tableau 6 liste toutes les mesures résidentielles pour lesquelles la valeur du TCTR est positive¹².

¹² Econoler a ajouté le TCTR sous forme de ratio aux résultats du PTÉ. Ce ratio est utilisé pour l'évaluation de beaucoup de programmes d'efficacité énergétique et permet d'évaluer la marge par laquelle chaque mesure passe le test du TCTR. Par exemple, une mesure qui s'appliquerait à un très grand nombre d'équipements pourrait avoir une valeur absolue de TCTR élevée, même si les bénéfices dépassent les coûts seulement par une petite marge pour chaque mesure installée. Comme le PTÉ est basé sur un certain nombre d'hypothèses, un ratio trop près de l'unité indique qu'une relativement petite différence entre les hypothèses posées et les valeurs réelles pourrait entraîner une mesure non rentable.

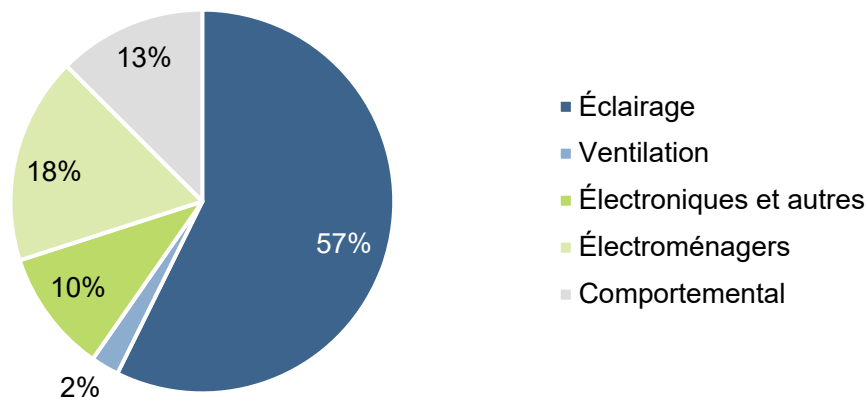
Un ratio de TCTR inférieur à zéro indique que les coûts associés à la mesure sont négatifs. Cette situation se produit typiquement lorsque le produit efficace a une durée de vie supérieure au produit standard, ce qui est fréquent pour les mesures d'éclairage à DEL, par exemple. Un coût de mesure négatif signifie donc qu'un acteur économique informé choisirait la mesure efficace sans incitatif supplémentaire. Toutefois, l'expérience démontre que le coût d'investissement initial dicte souvent les décisions des consommateurs, ce que le TCTR ne prend pas en compte.

Tableau 6 : Mesures résidentielles passant le TCTR

Mesures	Économies d'énergie (MWh)	Réduction demande (kW)	Coûts totaux (\$)	TCTR (\$)	Ratio TCTR	TNT (\$)
RES-ECL 1 - DEL remplaçant halo inc.	2 031	603	400 135	11 050 072	-52,61	8 891 858
RES-ECL 2 – DEL remplaçant halogène	119	35	51 180	529 152	-14,84	373 608
RES-ECL 3 - DEL remplaçant LFC	34	10	85 743	289 423	7,82	198 623
RES-ECL 4 - DEL ext. remplaçant halo. inc.	587	87	27 084	2 615 891	-186,49	2 126 293
RES-ECL 5 - Délect. mouvement éclairage ext.	77	0	71 812	254 459	4,54	183 745
RES-ECL 7 - DEL lumières Noël ext.	278	96	451 764	3 242 661	8,18	2 742 256
RES-ECL 8 - DEL lumières Noël int.	199	69	323 113	1 032 557	4,20	848 933
RES-ECL 9 - Tube DEL remplaçant T8	502	58	3 086 756	558 060	1,25	(818 758)
RES-CVE 1 - Ventilateur E.S. remplaçant neuf	37	4	76 880	239 647	4,12	182 480
RES-CVE 4 - Hotte cuisine E.S. remplaçant neuf	122	56	206 438	1 083 282	6,25	928 004
RES-AUT 1 - Télévision E.S. remplaçant neuf	118	11	136 367	443 567	4,25	335 215
RES-AUT 2 - Décodeur E.S. remplaçant neuf	101	9	64 870	433 459	7,68	340 354
RES-AUT 3 - Décodeur E.S. remplaçant existant	195	18	719 583	248 074	1,54	(143 055)
RES-AUT 6 - Ordinateur E.S. remplaçant neuf	27	2	57 872	77 542	15,74	8 616
RES-AUT 10 - Barre d'alimentation intelligente	252	0	258 039	629 332	3,44	437 008
RES-ELE 1 - Réfrigérateur E.S. remplaçant neuf	155	21	293 595	650 709	3,22	485 566
RES-ELE 3 - Recyclage 2 ^e réfrigérateur	162	22	194 829	510 807	3,62	387 403
RES-ELE 6 - Recyclage 2 ^e congélateur	147	20	259 843	383 938	2,48	271 352
RES-ELE 7 - Laveuse E.S. remplaçant neuf	403	15	1 236 548	1 153 504	1,93	667 879
RES-ELE 9 - Sécheuse E.S. remplaçant neuf	299	12	481 504	1 812 341	4,76	1 346 264
RES-COMP 4 - Sensibilisation population	836	96	308 710	2 022 331	7,55	1 601 332
Total	6 681	1 246	8 792 665	29 260 807	-	21 394 979

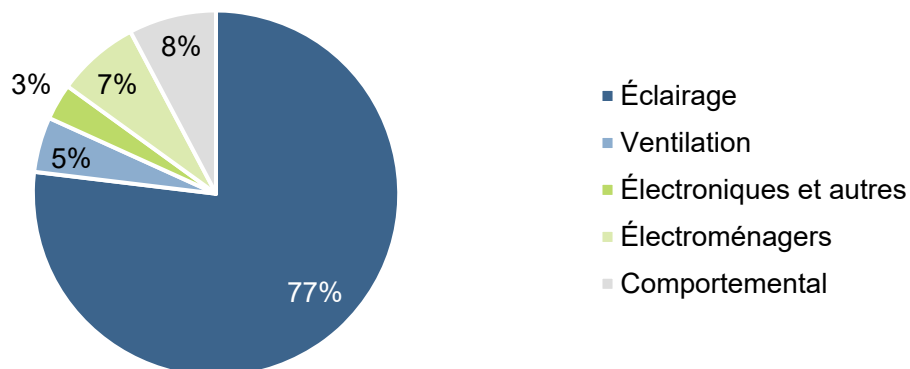
La Figure 5 et la Figure 6 illustrent la proportion du PTÉ par principales catégories de mesures.

Figure 5 : Répartition des économies d'énergie du PTÉ résidentiel par type de mesure



Ainsi, plus de 57 % du PTÉ résidentiel d'économie d'énergie est attribuable à des mesures d'éclairage. Cette proportion est encore plus élevée pour les économies de demande en puissance, car l'éclairage est particulièrement sollicité pendant la période de pointe de demande (entre 17 et 20 h les soirs d'hiver).

Figure 6 : Répartition des économies en puissance du PTÉ résidentiel par type de mesure



2.3.2 Potentiel technico-économique pour les secteurs C&I

Le potentiel en efficacité énergétique de la consommation électrique du secteur commercial, soit la somme des économies pour les mesures ayant un TCTR positif, totalise 12 020 MWh, ce qui équivaut à 23,8 % de la consommation commerciale estimée des communautés du Nunavik en 2022. Le Tableau 7 liste toutes les mesures commerciales pour lesquelles la valeur du TCTR est positive.

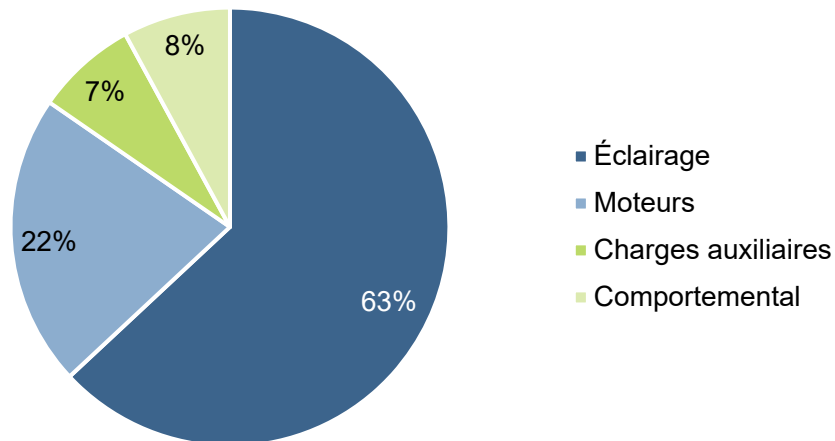
Tableau 7 : Mesures C&I passant le TCTR

Mesures	Économies d'énergie (MWh)	Réduction de la puissance (kW)	Coûts totaux	TCTR	TCTR Ratio	TNT
C&I-ECL 1 - Tube à DEL remplaçant T12	1 542	289	1 944 830	8 068 121	7,08	6 207 316
C&I-ECL 2 - Tube à DEL remplaçant T8	2 767	519	3 657 397	14 228 594	6,40	10 973 542
C&I-ECL 3 - DEL remplaçant HM	432	81	145 529	2 762 320	-20,23	2 138 094
C&I-ECL 4 - DEL remplaçant halo. inc.	84	16	6 143	328 151	-14,07	259 688
C&I-ECL 5 - DEL remplaçant halogène	467	88	49 251	1 868 929	-9,70	1 420 877
C&I-ECL 6 - DEL remplaçant LFC	22	4	13 356	75 123	24,20	54 636
C&I-ECL 7 - DEL remplaçant HM ext.	1 338	305	287 917	8 911 818	-26,38	7 219 859
C&I-ECL 8 - DEL remplaçant halo. Inc. Ext.	96	22	6 414	308 244	65,29	267 304
C&I-ECL 9 - DEL pour sorties de secours	462	40	141 250	1 735 208	-2,46	904 706
C&I-ECL 10 - Délect. mouvement éclairage	357	67	700 637	965 473	2,38	745 021
C&I-ECL 12 - Contrôle centralisé éclairage arénas	12	-	31 560	9 277	1,29	2 117
C&I-MOT 1 - Recommissioning CVCA	464	53	329 459	963 469	3,92	774 232
C&I-MOT 2 - Contrôle air frais et évacuation	143	16	103 717	294 060	3,84	235 840
C&I-MOT 4 - EVV sur ventilateurs	943	108	158 263	6 456 890	41,80	5 488 673
C&I-MOT 5 - Optimisation hottes de cuisines	49	6	52 926	298 177	7,76	239 258
C&I-MOT 6 - Couvertures et rideaux pour comptoirs réfrigérés	77	9	20 668	195 916	12,37	161 275
C&I-MOT 7 - Pompe de circulation efficace remplaçant neuf	154	18	27 756	1 054 101	38,98	895 756
C&I-MOT 8 - Pompe de circulation efficace remplaçant existant	175	20	67 273	1 170 300	22,04	979 220
C&I-MOT 9 - Mesures à faible coût pour arénas	47	6	8 429	130 998	26,64	108 393

Mesures	Économies d'énergie (MWh)	Réduction de la puissance (kW)	Coûts totaux	TCTR	TCTR Ratio	TNT
C&I-MOT 13 - Contrôle centralisé réfrigération - Arénas	233	32	299 798	1 132 654	12,87	754 256
C&I-MOT 14 - EVV pompes d'eau potable	307	35	290 055	1 864 803	7,43	1 549 410
C&I-AUX 1 - Comptoir réfrigéré efficace remplaçant neuf	135	15	697 532	247 621	1,35	109 285
C&I-AUX 2 - Comptoir réfrigéré efficace remplaçant existant	150	17	1 189 696	153 865	1,17	(288 982)
C&I-AUX 3 - Gestion énergétique des ordinateurs	259	47	17 780	258 072	1,48	668 310
C&I-AUX 4 - Réfrigérateur commercial efficace remplaçant neuf	18	2	2 735	45 870	1,56	106 459
C&I-AUX 6 - Machine distributrice efficace remplaçant neuf	168	19	325 622	531 555	2,63	406 095
C&I-AUX 7 - Machine distributrice efficace remplaçant existant	103	12	198 991	269 564	2,06	248 169
C&I-AUX 8 - Équipement de cuisson efficace remplaçant neuf	65	13	58 429	331 382	4,40	314 204
C&I-COMP 1 - Sensibilisation et formations	951	109	319 779	2 329 039	8,28	1 941 349
Total	12 020	1 845	10 774 893	54 329 171	-	42 628 811

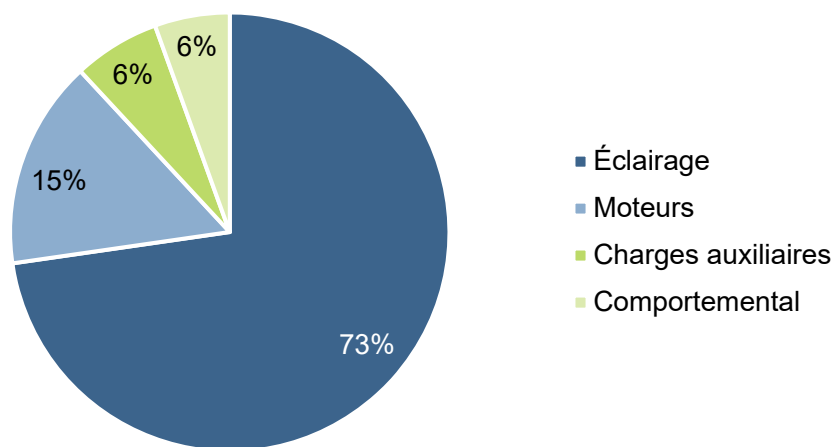
La Figure 7 et la Figure 8 illustrent la proportion du PTÉ par principales catégories de mesures.

Figure 7 : Répartition des économies d'énergie du PTÉ C&I par type de mesure



Similairement au PTÉ résidentiel, la majorité du PTÉ commercial provient de mesures d'éclairage. Outre les mesures touchant l'éclairage, les mesures à fort potentiel d'économies dans le secteur C&I portent sur la remise en service (recommissioning) et l'amélioration des systèmes de ventilation. Le potentiel attribuable à ces mesures est évalué à 15 % du potentiel total du secteur C&I. Ces mesures n'impliquent pas le remplacement d'équipements, mais plutôt leur remise en service et l'amélioration de leurs contrôles, limitant ainsi les coûts liés à leur implantation.

Figure 8 : Répartition des économies de puissance du PTÉ C&I par type de mesure



3 PLANIFICATION DU DÉPLOIEMENT DE PROGRAMMES

3.1 Mesures recommandées

Econoler a analysé l'ensemble des mesures résidentielles et commerciales dont le TCTR est positif afin de recommander les mesures les plus adaptées à un déploiement au Nunavik sous la forme de programmes administrés par Hydro-Québec.

Econoler a tout d'abord sélectionné uniquement les mesures dont le TNT est positif, afin de ne pas avoir un impact à la hausse sur les tarifs d'électricité. Le tableau ci-dessous présente l'ensemble des 47 mesures pour lesquelles le TCTR et le TNT sont positifs, classées par ordre de potentiel d'économie d'énergie.

Tel que démontré au Tableau 8 à la page suivante, la grande majorité des mesures ont des ratios de TCTR très supérieurs à un, indiquant une rentabilité certaine des mesures. Également, plusieurs mesures d'éclairage ont des ratios de TCTR négatifs¹³, ce qui indique que le coût de la mesure efficace est plus faible que le coût de l'équipement standard, même sans tenir compte des économies d'énergie.

Econoler a également calculé le TCTR pour l'installation de systèmes photovoltaïques et d'éoliennes, afin de le comparer aux mesures d'efficacité énergétique du PTÉ. Bien que le potentiel solaire soit considérable au Nunavik (environ 4 818 kWh par kilowatt installé), le ratio du TCTR des systèmes photovoltaïques se situe tout juste au-delà du seuil de rentabilité, à 1,04. Les éoliennes quant à elles ont un ratio de TCTR bien en dessous de l'unité, à 0,58. Econoler conclut donc que les mesures d'efficacité énergétique sont pour le moment beaucoup plus rentables et devraient être priorisées par rapport aux énergies renouvelables.

Bien que les électroménagers représentent l'usage qui sollicite le plus d'énergie dans le secteur résidentiel, les mesures associées aux électroménagers ne font pas partie des programmes prioritaires cernés. Les mesures de remplacement hâtif des électroménagers doivent être accompagnées d'un programme de récupération adéquat afin d'avoir un impact net positif puisque le traitement des matières résiduelles est déficient au Nunavik : les appareils sont typiquement entreposés à ciel ouvert à l'extérieur des villages. Le remplacement hâtif d'un grand nombre d'appareils entraînerait donc une accumulation de matières résiduelles. De plus, certains électroménagers, tout particulièrement les réfrigérateurs et les congélateurs, doivent être recyclés dans des usines spécialisées afin de limiter les émissions de gaz à effet de serre. Pour ces raisons, Econoler a inclus des coûts supplémentaires pour le transport des équipements remplacés vers le sud de la province. Ces coûts expliquent en partie le TCTR négatif associé à la plupart des mesures de remplacement hâtif, qui ne font donc pas partie des mesures recommandées pour une mise en œuvre prochaine.

¹³ Tel que décrit à la note 12 à la page 5.

Tableau 8 : Mesures incluses au PTÉ, par ordre de potentiel d'économies d'énergie

Mesures	Économies d'énergie (MWh)	Réduction de puissance (kW)	Coûts totaux (\$)	TCTR (\$)	TCTR Ratio	TNT (\$)
C&I-ECL 2 - Tube DEL remplaçant T8	2 767	519	3 657 397	14 228 594	6,40	10 973 542
RES-ECL 1 - DEL remplaçant halo inc.	2 031	603	400 135	11 050 072	(52,61)	8 891 858
C&I-ECL 1 - Tube DEL remplaçant T12	1 542	289	1 944 830	8 068 121	7,08	6 207 316
C&I-ECL 7 - DEL remplaçant HM ext.	1 338	305	287 917	8 911 818	(26,38)	7 219 859
C&I-COMP 1 - Sensibilisation et formations	951	109	319 779	2 329 039	8,28	1 941 349
C&I-MOT 4 - EVV sur ventilateurs	943	108	158 263	6 456 890	41,80	5 488 673
RES-COMP 4 - Sensibilisation population	836	96	308 710	2 022 331	7,55	1 601 332
RES-ECL 4 - DEL ext. remplaçant halo. inc.	587	87	27 084	2 615 891	(186,49)	2 126 293
C&I-ECL 5 - DEL remplaçant halogène	467	88	49 251	1 868 929	(9,70)	1 420 877
C&I-MOT 1 - Recommissioning CVCA	464	53	329 459	963 469	3,92	774 232
C&I-ECL 9 - DEL pour sorties de secours	462	40	141 250	1 735 208	(2,46)	904 706
C&I-ECL 3 - DEL remplaçant HM	432	81	145 529	2 762 320	(20,23)	2 138 094
RES-ELE 7 - Laveuse E.S. remplaçant neuf	403	15	1 236 548	1 153 504	1,93	667 879
C&I-ECL 10 - Délect. mouvement éclairage	357	67	700 637	965 473	2,38	745 021
C&I-MOT 14 - EVV pompes d'eau potable	307	35	290 055	1 864 803	7,43	1 549 410
RES-ELE 9 - Sécheuse E.S. remplaçant neuf	299	12	481 504	1 812 341	4,76	1 346 264
RES-ECL 7 - DEL lumières Noël ext.	278	96	451 764	3 242 661	8,18	2 742 256
C&I-AUX 3 - Gestion énergétique des ordinateurs	259	47	17 780	258 072	1,48	668 310
RES-AUT 10 - Barre d'alimentation intelligente	252	-	258 039	629 332	3,44	437 008
C&I-MOT 13 - Contrôle centralisé réfrigération - Arénas	233	32	299 798	1 132 654	12,87	754 256
RES-ECL 8 - DEL lumières Noël int.	199	69	323 113	1 032 557	4,20	848 933
C&I-MOT 8 - Pompe de circulation efficace remplaçant existant	175	20	67 273	1 170 300	22,04	979 220
C&I-AUX 6 - Machine distributrice efficace remplaçant neuf	168	19	325 622	531 555	2,63	406 095

Mesures	Économies d'énergie (MWh)	Réduction de puissance (kW)	Coûts totaux (\$)	TCTR (\$)	TCTR Ratio	TNT (\$)
RES-ELE 3 - Recyclage 2e réfrigérateur	162	22	194 829	510 807	3,62	387 403
RES-ELE 1 - Réfrigérateur E.S. remplaçant neuf	155	21	293 595	650 709	3,22	485 566
C&I-MOT 7 - Pompe de circulation efficace remplaçant neuf	154	18	27 756	1 054 101	38,98	895 756
RES-ELE 6 - Recyclage 2e congélateur	147	20	259 843	383 938	2,48	271 352
C&I-MOT 2 - Contrôle air frais et évacuation	143	16	103 717	294 060	3,84	235 840
C&I-AUX 1 - Comptoir réfrigéré efficace remplaçant neuf	135	15	697 532	247 621	1,35	109 285
RES-CVE 4 - Hotte cuisine E.S. remplaçant neuf	122	56	206 438	1 083 282	6,25	928 004
RES-ECL 2 – DEL remplaçant halogène	119	35	51 180	529 152	(14,84)	373 608
RES-AUT 1 - Télévision E.S. remplaçant neuf	118	11	136 367	443 567	4,25	335 215
C&I-AUX 7 - Machine distributrice efficace remplaçant existant	103	12	198 991	269 564	2,06	248 169
RES-AUT 2 - Décodeur E.S. remplaçant neuf	101	9	64 870	433 459	7,68	340 354
C&I-ECL 8 - DEL remplaçant halo. Inc. Ext.	96	22	6 414	308 244	65,29	267 304
C&I-ECL 4 - DEL remplaçant halo. Inc.	84	16	6 143	328 151	(14,07)	259 688
RES-ECL 5 - Délect. mouvement éclairage ext.	77	-	71 812	254 459	4,54	183 745
C&I-MOT 6 - Couvertures et rideaux pour comptoirs réfrigérés	77	9	20 668	195 916	12,37	161 275
C&I-AUX 8 - Équipement de cuisson efficace remplaçant neuf	65	13	58 429	331 382	4,40	314 204
C&I-MOT 5 - Optimisation hottes de cuisines	49	6	52 926	298 177	7,76	239 258
C&I-MOT 9 - Mesures à faible coût pour arénas	47	6	8 429	130 998	26,64	108 393
RES-CVE 1 - Ventilateur E.S. remplaçant neuf	37	4	76 880	239 647	4,12	182 480
RES-ECL 3 - DEL remplaçant LFC	34	10	85 743	289 423	7,82	198 623
RES-AUT 6 - Ordinateur E.S. remplaçant neuf	27	2	57 872	77 542	15,74	8 616
C&I-ECL 6 - DEL remplaçant LCF	22	4	13 356	75 123	24,20	54 636
C&I-AUX 4 - Réfrigérateur commercial efficace remplaçant neuf	18	2	2 735	45 870	1,56	106 459
C&I-ECL 12 - Contrôle centralisé éclairage arénas	12	-	31 560	9 277	1,29	2 117

Les douze mesures présentant le plus grand potentiel en efficacité énergétique sont contenues dans un nombre limité de catégories. La mise en œuvre de cinq programmes permettrait de couvrir l'ensemble de ces douze mesures, en plus de nombreuses autres dont le potentiel est plus faible, mais qui sont particulièrement rentables. Ces programmes, ainsi que les mesures qu'ils incluent, couvrent un potentiel d'économie d'énergie de 14 312 MWh, tel que présenté au Tableau 9 ci-dessous.

Tableau 9 : Programmes prioritaires pour la mise en œuvre du PTÉ

Programme	Mesures incluses	Potentiel d'économies d'énergie couvert (MWh)
Éclairage à DEL pour le secteur résidentiel	Remplacement des ampoules halogènes et halogènes incandescentes, des lampes compactes fluorescentes (LCF) et des lumières de Noël intérieures et extérieures Installation de détecteurs de mouvements pour l'éclairage extérieur	3 348
Éclairage à DEL pour le secteur commercial	L'ensemble des 12 mesures étudiées pour l'éclairage C&I	7 578
Sensibilisation pour les consommateurs résidentiels	Sensibilisation	836
Sensibilisation et formation pour les consommateurs commerciaux	Sensibilisation et formation	951
Optimisation des systèmes de ventilation commerciaux	Remise en service des systèmes de chauffage, ventilation et conditionnement d'air (CVCA), contrôle de l'air frais et d'évacuation, installation d'entraînement à vitesse variable (EVV) sur les ventilateurs et optimisation des hottes de cuisine	1 599

3.1.1 Recommandations pour la mise en œuvre des programmes prioritaires

Les deux programmes d'éclairage représentent la grande majorité (76 %) du potentiel d'économie d'énergie des cinq programmes prioritaires. De plus, les TCTR et les TNT de la plupart des mesures qu'ils comprennent sont parmi les plus élevés de toutes les mesures considérées dans le cadre de l'évaluation du PTÉ. Econoler note toutefois que, l'évaluation du PTÉ étant limitée aux impacts sur la consommation électrique, les effets croisés des mesures d'éclairage sur la consommation de mazout pour le chauffage n'ont pas été pris en compte. Ces effets peuvent être très significatifs au Nunavik, en raison du climat froid qui fait que la quasi-totalité de la chaleur dégagée par les lampes réduit la consommation de chauffage. La facture de mazout des participants aux programmes d'éclairage va donc augmenter. Toutefois, la production de chaleur par une chaudière au mazout installée sur le lieu de consommation étant beaucoup plus efficace que la production d'électricité avec des génératrices au diesel à la centrale (environ 85 % pour la chaudière et 35 % pour la génératrice), l'impact global

sur les coûts d'énergie devrait être positif. Pour la même raison, les émissions de gaz à effet de serre diminueront dans l'ensemble, malgré la hausse de consommation de mazout pour le chauffage sur les lieux de consommation. Econoler recommande donc à Hydro-Québec d'être consciente du risque de résistance à la participation à ces programmes de crainte d'augmenter le coût du chauffage et de présenter les bénéfices globaux de la réduction de consommation énergétique aux participants potentiels.

Les deux programmes visant la sensibilisation et formation des consommateurs représentent près de 13 % des économies potentielles des programmes prioritaires. Ces mesures présentent donc un grand potentiel, mais aussi une incertitude plus grande que les mesures de remplacement d'équipements. La plupart des habitants du Nunavik ne paient pas directement la facture d'électricité de leur logement, donc l'incitatif financier à changer leurs habitudes de consommation est faible. Toutefois, les communautés nordiques sont particulièrement affectées par les changements climatiques et les leaders inuits se mobilisent pour cette cause¹⁴. Econoler croit donc que l'impact positif sur la réduction des gaz à effet de serre (GES) pourrait être une source de motivation importante pour les habitants à prendre part aux programmes comportementaux. L'empreinte carbone de l'électricité produite dans les réseaux autonomes du Nunavik est relativement élevée et les économies d'électricité ont un grand impact sur les émissions de GES; une tonne de CO₂ correspond à approximativement 1 300 kWh.

Les programmes de sensibilisation peuvent prendre diverses formes : matériel informatif imprimé ou audiovisuel, concours entre communautés ou entre membres d'une même communauté, etc. Ces campagnes devraient être conçues en collaboration avec les communautés du Nunavik afin de livrer le message en tenant compte des spécificités culturelles des habitants locaux. La Société d'énergie Qulliq a notamment développé le programme *Énergie Futé* pour les habitants du Nunavut, en collaboration avec plusieurs acteurs locaux tels que la Société d'habitation du Nunavut et le Secrétariat du changement climatique (Figure 9).

¹⁴ C. Meyer, "Inuit want a seat at the climate action table" dans *National Observer*, 7 juin 2019, <<https://www.nationalobserver.com/2019/06/07/news/inuit-want-seat-climate-action-table>>

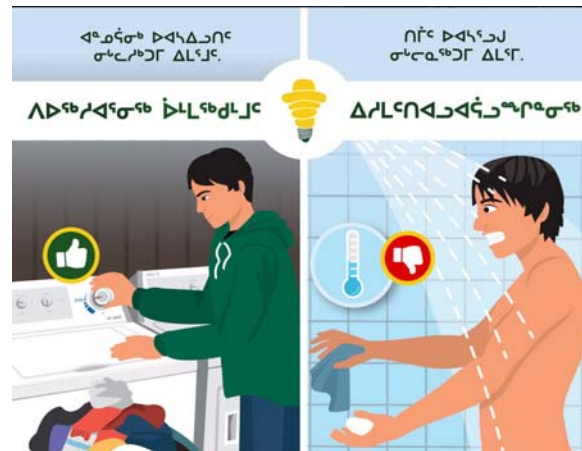


Figure 9 : Exemple de matériel imprimé de la campagne Énergie Futé du Nunavut

3.1.2 Collecte d'informations supplémentaires

Comme mentionné précédemment, une grande proportion des économies du PTÉ provient de mesures touchant l'éclairage. La base de référence en éclairage a été établie selon les normes d'efficacité en place, les informations sur les ampoules et luminaires remplacés par les programmes d'Hydro-Québec et l'expérience d'Econoler sur le type d'éclairage retrouvé dans des bâtiments commerciaux dans le Nord-du-Québec. Cette base de référence est donc une approximation qui pourrait être raffinée. Le même constat est vrai au sujet des systèmes de ventilation du secteur commercial. Une étude terrain sur un échantillon de bâtiments résidentiels et commerciaux permettrait donc d'établir le potentiel avec plus de certitude. Comme Hydro-Québec procède actuellement à la mise en œuvre d'un programme d'éclairage efficace dans le secteur commercial, la collecte de données pourrait s'appuyer sur les visites de ce programme afin d'en réduire les coûts.

Econoler recommande également qu'Hydro-Québec effectue des visites de magasins pour caractériser l'offre de produits d'éclairage et de produits électroménagers et électroniques. Les mesures visant les appareils électroniques et électroménagers sont pour la plupart des remplacements en fin de vie, donc sous forme de rabais en magasin. Il est donc important, avant de concevoir un programme de rabais, de connaître la disponibilité des équipements et de travailler afin d'établir des critères d'admissibilité qui rehaussent le niveau d'efficacité des appareils standard disponibles tout en évitant des critères trop stricts qui limiteraient le choix des consommateurs. Sur la base de ces informations, Hydro-Québec pourrait également travailler en collaboration avec les détaillants afin d'étendre l'offre de produits efficaces. Les ampoules efficaces sont, pour leur part, appelées à être remplacées graduellement; une petite proportion brûlera et de nouveaux luminaires pourraient être ajoutés dans les bâtiments existants. Afin de maximiser l'impact des programmes d'éclairage, il est important que des ampoules efficaces soient aisément disponibles en magasin afin que les participants aux programmes d'éclairage efficace puissent continuer d'acheter les produits les plus efficaces avec lesquels ils seront familiarisés à la suite de leur participation. Les visites en magasins sont donc importantes pour qualifier l'offre actuelle et l'améliorer au besoin.

4 CONCLUSION

Le PTÉ résidentiel et commercial du Nunavik sur un horizon de 5 ans, pour les années 2018 à 2022, a été réalisé. Le PTÉ totalise 18 701 MWh, ce qui représente une réduction de 19,7 % de la consommation de référence et une économie potentielle d'environ 14 500 tonnes de CO₂ eq. par année.

Cinq programmes qui incluent les douze mesures présentant le plus grand potentiel et de nombreuses autres dont le potentiel est plus faible sont proposés et couvrent un potentiel d'économie d'énergie de 14 312 MWh :

- › Éclairage à DEL pour le secteur résidentiel
- › Éclairage à DEL pour le secteur commercial
- › Sensibilisation pour les consommateurs résidentiels
- › Sensibilisation et formation pour les consommateurs commerciaux
- › Optimisation des systèmes de ventilation commerciaux

Les deux programmes d'éclairage représentent la grande majorité (75%) du potentiel d'économie d'énergie des cinq programmes prioritaires. De plus, les TCTR et les TNT de la plupart des mesures qu'ils comprennent sont parmi les plus élevés de toutes les mesures considérées dans le cadre de l'évaluation du PTÉ, donc leur rentabilité est à toute fin pratique certaine même si le PTÉ s'appuie sur peu de données primaires récentes.

Les deux programmes visant la sensibilisation et formation des consommateurs représentent également une grande portion du PTÉ (13 %). Puisque les communautés nordiques sont particulièrement affectées par les changements climatiques et conséquemment mobilisées pour lutter contre ces impacts, Econoler croit donc que l'impact positif sur la réduction des gaz à effet de serre (GES) pourrait être une source de motivation importante des habitants à prendre part aux programmes de sensibilisation et de formation. De tels programmes existent au Sud et au Nord du 53^e parallèle et pourraient facilement être adaptés aux réalités du Nunavik en prenant soin d'inclure ces communautés dans leurs élaborations.

ANNEXE I RÉSULTATS DU PTÉ

Analyse des mesures résidentielles

Mesures	Économies (MWh)	Demande (kW)	Coûts totaux (\$)	Coûts incrémentaux (\$)	Subventions (\$)	TCTR (\$)	TCTR Ratio	TNT (\$)	TNT Ratio
RES-ECL 1 - DEL remplaçant halo inc.	2 031	603	400 135	(206 130)	400 135	11 050 072	(52,61)	8 891 858	5,56
RES-ECL 2 – DEL remplaçant halogène	119	35	51 180	(33 415)	51 180	529 152	(14,84)	373 608	4,06
RES-ECL 3 - DEL remplaçant LFC	34	10	85 743	42 439	85 743	289 423	7,82	198 623	2,49
RES-ECL 4 - DEL ext. remplaçant halo. inc.	587	87	27 084	(13 952)	27 084	2 615 891	(186,49)	2 126 293	5,47
RES-ECL 5 - Déteçt. mouvement éclairage ext.	77	-	71 812	71 812	71 812	254 459	4,54	183 745	2,29
RES-ECL 6 - Déteçt. mouvement éclairage int.	58	-	479 527	479 527	479 527	(232 798)	0,51	(286 272)	0,46
RES-ECL 7 - DEL lumières Noël ext.	278	96	451 764	451 764	451 764	3 242 661	8,18	2 742 256	3,88
RES-ECL 8 - DEL lumières Noël int.	199	69	323 113	323 113	323 113	1 032 557	4,20	848 933	2,68
RES-ECL 9 - Tube DEL remplaçant T8	502	58	3 086 756	2 209 836	3 086 756	558 060	1,25	(818 758)	0,77
RES-CVE 1 - Ventilateur E.S. remplaçant neuf	37	4	76 880	76 880	76 880	239 647	4,12	182 480	2,36

Mesures	Économies (MWh)	Demande (kW)	Coûts totaux (\$)	Coûts incrémentaux (\$)	Subventions (\$)	TCTR (\$)	TCTR Ratio	TNT (\$)	TNT Ratio
RES-CVE 2 - Ventilateur E.S. remplaçant existant	92	11	809 997	1 218 553	809 997	(606 817)	0,50	(308 744)	0,66
RES-CVE 3 - Recommissioning systèmes CVCA	333	38	6 786 798	6 786 798	6 786 798	(5 856 864)	0,14	(6 024 815)	0,13
RES-CVE 4 - Hotte cuisine E.S. remplaçant neuf	122	56	206 438	206 438	206 438	1 083 282	6,25	928 004	3,57
RES-CVE 5 - Hotte cuisine E.S. remplaçant existant	306	141	2 495 193	3 592 241	2 495 193	(1 061 897)	0,70	(269 495)	0,90
RES-CVE 6 - Moteur efficace pour pompe eau dom	94	5	2 219 843	2 219 843	2 219 843	(1 895 379)	0,15	(1 959 307)	0,14
RES-AUT 1 - Télévision E.S. remplaçant neuf	118	11	136 367	136 367	136 367	443 567	4,25	335 215	2,37
RES-AUT 2 - Décodeur E.S. remplaçant neuf	101	9	64 870	64 870	64 870	433 459	7,68	340 354	3,15
RES-AUT 3 - Décodeur E.S. remplaçant existant	195	18	719 583	460 919	719 583	248 074	1,54	(143 055)	0,83
RES-AUT 6 - Ordinateur E.S. remplaçant neuf	27	2	57 872	5 261	57 872	77 542	15,74	8 616	1,12
RES-AUT 7 - Ordinateur E.S. remplaçant existant	25	1	997 071	580 745	997 071	(527 638)	0,09	(954 427)	0,05
RES-AUT 10 - Barre d'alimentation intelligente	252	-	258 039	258 039	258 039	629 332	3,44	437 008	1,97
RES-ELE 1 - Réfrigérateur E.S. remplaçant neuf	155	21	293 595	293 595	293 595	650 709	3,22	485 566	2,06
RES-ELE 2 - Réfrigérateur E.S. remplaçant existant	823	114	6 793 894	4 174 713	6 793 894	(1 804 559)	0,57	(4 838 240)	0,33

Mesures	Économies (MWh)	Demande (kW)	Coûts totaux (\$)	Coûts incrémentaux (\$)	Subventions (\$)	TCTR (\$)	TCTR Ratio	TNT (\$)	TNT Ratio
RES-ELE 3 - Recyclage 2 ^e réfrigérateur	162	22	194 829	194 829	194 829	510 807	3,62	387 403	2,22
RES-ELE 4 - Congélateur E.S. remplaçant neuf	69	9	536 940	536 940	536 940	(116 264)	0,78	(189 833)	0,69
RES-ELE 5 - Congélateur E.S. remplaçant existant	201	28	4 220 058	2 746 581	4 220 058	(2 274 786)	0,17	(3 830 772)	0,11
RES-ELE 6 - Recyclage 2 ^e congélateur	147	20	259 843	259 843	259 843	383 938	2,48	271 352	1,73
RES-ELE 7 - Laveuse E.S. remplaçant neuf	403	15	1 236 548	1 236 548	1 236 548	1 153 504	1,93	667 879	1,39
RES-ELE 8 - Laveuse E.S. remplaçant existant	838	32	5 303 004	3 707 115	5 303 004	(557 008)	0,85	(2 792 954)	0,53
RES-ELE 9 - Sécheuse E.S. remplaçant neuf	299	12	481 504	481 504	481 504	1 812 341	4,76	1 346 264	2,42
RES-ELE 10 - Sécheuse E.S. remplaçant existant	555	21	6 964 021	4 605 269	6 964 021	(207 099)	0,96	(3 459 496)	0,56
RES-COMP 4 - Sensibilisation population	836	96	308 710	308 710	308 710	2 022 331	7,55	1 601 332	3,19
Total	10 075	1 647	46 399 011	37 477 595	46 399 011	14 119 701	-	(3 519 377)	-

Analyse des mesures C&I

Mesures	Économies (MWh)	Demande (kW)	Coûts totaux (\$)	Coûts incrémentaux (\$)	Subventions (\$)	TCTR (\$)	TCTR ratio	TNT (\$)	TNT ratio
C&I-ECL 1 – Tube à DEL remplaçant T12	1 542	289	1 944 830	1 327 168	1 944 830	8 068 121	7,08	6 207 316	2,95
C&I-ECL 2 - Tube à DEL remplaçant T8	2 767	519	3 657 397	2 633 457	3 657 397	14 228 594	6,40	10 973 542	2,86
C&I-ECL 3 - DEL remplaçant HM	432	81	145 529	(130 094)	145 529	2 762 320	(20,23)	2 138 094	5,33
C&I-ECL 4 - DEL remplaçant halo. Inc.	84	16	6 143	(21 781)	6 143	328 151	(14,07)	259 688	6,56
C&I-ECL 5 - DEL remplaçant halogène	467	88	49 251	(174 617)	49 251	1 868 929	(9,70)	1 420 877	6,20
C&I-ECL 6 - DEL remplaçant LFC	22	4	13 356	3 238	13 356	75 123	24,20	54 636	3,30
C&I-ECL 7 - DEL remplaçant HM ext.	1 338	305	287 917	(325 542)	287 917	8 911 818	(26,38)	7 219 859	6,28
C&I-ECL 8 - DEL remplaçant halo. Inc. Ext.	96	22	6 414	4 794	6 414	308 244	65,29	267 304	6,84
C&I-ECL 9 - DEL pour sorties de secours	462	40	141 250	(500 794)	141 250	1 735 208	(2,46)	904 706	3,74
C&I-ECL 10 - Délect. mouvement éclairage	357	67	700 637	700 637	700 637	965 473	2,38	745 021	1,81
C&I-ECL 11 - Photosenseur éclairage public	652	-	7 135 598	7 135 598	7 135 598	(4 835 666)	0,32	(5 238 930)	0,31
C&I-ECL 12 - Contrôle centralisé éclairage arénas	12	-	31 560	31 560	31 560	9 277	1,29	2 117	1,05
C&I-MOT 1 - Recommissioning CVCA	464	53	329 459	329 459	329 459	963 469	3,92	774 232	2,49

Mesures	Économies (MWh)	Demande (kW)	Coûts totaux (\$)	Coûts incrémentaux (\$)	Subventions (\$)	TCTR (\$)	TCTR ratio	TNT (\$)	TNT ratio
C&I-MOT 2 - Contrôle air frais et évacuation	143	16	103 717	103 717	103 717	294 060	3,84	235 840	2,46
C&I-MOT 3 - Remplacement débit constant à variable	843	96	16 842 782	16 842 782	16 842 782	(10 925 028)	0,35	(11 791 171)	0,33
C&I-MOT 4 - EVV sur ventilateurs	943	108	158 263	158 263	158 263	6 456 890	41,80	5 488 673	5,87
C&I-MOT 5 - Optimisation hottes de cuisines	49	6	52 926	44 105	52 926	298 177	7,76	239 258	3,32
C&I-MOT 6 - Couvertures et rideaux pour comptoirs réfrigérés	77	9	20 668	17 223	20 668	195 916	12,37	161 275	4,11
C&I-MOT 7 - Pompe de circulation efficace remplaçant neuf	154	18	27 756	27 756	27 756	1 054 101	38,98	895 756	5,81
C&I-MOT 8 - Pompe de circulation efficace remplaçant existant	175	20	67 273	55 624	67 273	1 170 300	22,04	979 220	4,97
C&I-MOT 9 - Mesures à faible coût pour arénas	47	6	8 429	5 109	8 429	130 998	26,64	108 393	4,91
C&I-MOT 10 - Système réfrigération efficace remplaçant neuf - Arénas	70	10	1 193 349	1 193 349	1 193 349	(472 393)	0,60	(574 539)	0,56
C&I-MOT 11 - Système réfrigération efficace remplaçant existant	154	21	2 712 932	2 655 498	2 712 932	(1 073 747)	0,60	(1 355 284)	0,54
C&I-MOT 13 - Contrôle centralisé réfrigération - Arénas	233	32	299 798	95 390	299 798	1 132 654	12,87	754 256	2,59
C&I-MOT 14 - EVV pompes d'eau potable	307	35	290 055	290 055	290 055	1 864 803	7,43	1 549 410	3,56

Mesures	Économies (MWh)	Demande (kW)	Coûts totaux (\$)	Coûts incrémentaux (\$)	Subventions (\$)	TCTR (\$)	TCTR ratio	TNT (\$)	TNT ratio
C&I-AUX 1 - Comptoir réfrigéré efficace remplaçant neuf	135	15	697 532	697 532	697 532	247 621	1,35	109 285	1,13
C&I-AUX 2 - Comptoir réfrigéré efficace remplaçant existant	150	17	1 189 696	901 285	1 189 696	153 865	1,17	(288 982)	0,79
C&I-AUX 3 - Gestion énergétique des ordinateurs	259	47	17 780	533 413	17 780	258 072	1,48	668 310	6,43
C&I-AUX 4 - Réfrigérateur commercial efficace remplaçant neuf	18	2	2 735	82 046	2 735	45 870	1,56	106 459	5,96
C&I-AUX 5 - Réfrigérateur commercial remplaçant existant	20	2	342 563	189 905	342 563	(47 103)	0,75	(220 661)	0,39
C&I-AUX 6 - Machine distributrice efficace remplaçant neuf	168	19	325 622	325 622	325 622	531 555	2,63	406 095	1,90
C&I-AUX 7 - Machine distributrice efficace remplaçant existant	103	12	198 991	254 266	198 991	269 564	2,06	248 169	1,90
C&I-AUX 8 - Équipement de cuisson efficace remplaçant neuf	65	13	58 429	97 381	58 429	331 382	4,40	314 204	3,74
C&I-AUX 9 - Retrofit ordinateurs fixes pour ordinateurs portables	196	-	3 756 509	3 756 509	3 756 509	(3 300 285)	0,12	(3 380 278)	0,12
C&I-COMP 1 - Sensibilisation et formations	951	109	319 779	319 779	319 779	2 329 039	8,28	1 941 349	3,74

