

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2022-062

R-4110-2019

19 mai 2022

Phase 1

PRÉSENTS :

Jocelin Dumas

Louise Rozon

Sylvie Durand

Régisseurs

Hydro-Québec

Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision sur le fond

*Demande d'approbation du plan d'approvisionnement
2020-2029 du Distributeur*

Demanderesse :

Hydro-Québec

représentée par M^{es} Joelle Cardinal et Simon Turmel.

Intervenants :

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)

représenté par M^e Steve Cadrin;

Association québécoise de la production d'énergie renouvelable (AQPER)

représentée par M^e Nicolas Dubé;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)

représenté par M^e Sylvain Lanoix;

Conseil des Atikamekw d'Opitciwan (Opitciwan)

représenté par M^e Dominique Neuman;

Conseil québécois des entreprises en efficacité énergétique (CQ3E)

représenté par M^e Pierre-Olivier Charlebois;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI)

représentée par M^e André Turmel et M^e Mélina Cardinal-Bradette;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROÉÉ)

représenté par M^e Franklin S. Gertler et M^e Gabrielle Champigny;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)

représenté par M^e Prunelle Thibault-Bédard;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)
représenté par M^e Dominique Neuman;

TransCanada Energy Ltd (TCE)
représentée par M^e Patrick Girard;

Union des consommateurs (UC)
représentée par M^e Hélène Sicard.

TABLE DES MATIÈRES

1.	INTRODUCTION	7
2.	CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE	12
I.	RÉSEAU INTÉGRÉ	14
3.	PRÉVISION DE LA DEMANDE	14
3.1	Scénario moyen en énergie et en puissance	14
3.2	Aléas de la demande.....	20
3.3	Améliorations et suivis de décision.....	22
3.4	État d'avancement 2020	28
3.5	Position des intervenants.....	36
3.6	Opinion de la Régie.....	38
4.	APPROVISIONNEMENT ET STRATÉGIES	39
4.1	Bilan en énergie et en puissance	39
4.2	Gestion de la puissance	42
4.3	Opinion dissidente de la régisseur Sylvie Durand	93
4.4	Achats de court terme en énergie	115
4.5	Achats de court terme en puissance	117
4.6	Contribution des marchés de court terme pour les besoins en puissance	121
5.	GESTION DES RISQUES.....	122
6.	FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	122
6.1	Critère de fiabilité en énergie.....	123
6.2	Critère de fiabilité en puissance	126
6.3	Critère de conception du réseau de transport	128
7.	COÛTS ÉVITÉS	129

7.1	Coûts évités de fourniture	129
8.	MESURES D’EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	146
8.1	Potentiel technico-économique d’efficacité énergétique	148
8.2	Nouveaux programmes	149
8.3	Position des intervenants.....	150
8.4	Opinion de la Régie.....	151
II.	RÉSEAUX AUTONOMES	152
9.	PRÉVISION DE LA DEMANDE	152
9.1	Prévision de la demande en énergie et en puissance – Novembre 2019.....	153
9.2	Prévision de la demande en énergie et en puissance – Novembre 2020.....	154
10.	STRATÉGIE D’APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	157
10.1	Position du Distributeur	157
10.2	Position des intervenants.....	163
10.3	Répliques du Distributeur	167
10.4	Opinion de la Régie.....	169
	DISPOSITIF	169
	ANNEXE.....	171

1. INTRODUCTION

[1] Le 1^{er} novembre 2019, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) demande à la Régie de l'énergie (la Régie) d'approuver son plan d'approvisionnement 2020-2029 (le Plan) (la Demande). La Demande est soumise en vertu de l'article 72 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*¹ (la Loi).

[2] Le 22 novembre 2019, la Régie rend sa décision procédurale D-2019-157² par laquelle, notamment, elle convoque une audience pour examiner la Demande et invite les personnes intéressées à déposer une demande d'intervention et un budget de participation.

[3] Le 7 février 2020, la Régie transmet sa demande de renseignements (DDR) n^o 1 au Distributeur³, qui y répond le 21 février 2020⁴.

[4] Le 14 février 2020, la Régie rend sa décision D-2020-018⁵ par laquelle, notamment, elle statue sur les demandes d'intervention et fixe les enjeux du dossier et le calendrier de traitement de la Demande, dont la tenue de l'audience du 15 au 25 septembre 2020.

[5] Le 26 mars 2020, les DDR des intervenants sont transmises au Distributeur, à l'exception de celles du CQ3É et du ROÉÉ, transmises respectivement les 30 mars et 2 avril 2020.

[6] Dans la correspondance accompagnant sa DDR, l'UC recommande à la Régie de suspendre l'étude du présent dossier tant que le Distributeur ne sera pas en mesure de fournir une mise à jour de la prévision de la demande d'électricité qui tiendra compte des impacts de la pandémie de COVID-19. Le même jour, le RTIEÉ demande à la Régie de revoir certaines modalités du cadre qu'elle a fixé pour sa participation à l'examen de la Demande. Le 3 avril 2020, le Distributeur commente les demandes du RTIEÉ et de l'UC.

[7] Entre les 8 et 15 avril 2020, l'AQCIE-CIFQ, l'AQPER, la FCEI, le RNCREQ et le RTIEÉ commentent la demande de l'UC de suspendre le dossier.

¹ [RLRQ, c. R-6.01.](#)

² Décision [D-2019-157](#).

³ Pièce [A-0008](#).

⁴ Pièces [B-0024](#) et B-0025 (version confidentielle).

⁵ Décision [D-2020-018](#).

[8] Le 20 avril 2020, la Régie répond aux demandes formulées par le RTIEÉ et l'UC dans leur correspondance du 26 mars 2020 et révisé le calendrier procédural du dossier.

[9] Les 1^{er} et 4 mai 2020, le Distributeur dépose ses réponses aux DDR des intervenants⁶.

[10] Le 26 mai 2020, la Régie permet au RNCREQ de déposer une courte preuve d'expert sur les meilleures pratiques d'acquisition de ressources de gestion de la demande en puissance (GDP) auprès d'une autre entité. Elle reporte également le dépôt de la preuve des intervenants à une date ultérieure, tout en maintenant les dates fixées pour la tenue de l'audience⁷.

[11] Le 26 juin 2020, la Régie transmet sa DDR n° 2 au Distributeur⁸, qui y répond le 16 juillet 2020⁹.

[12] Le 17 juillet 2020, à la demande du Distributeur, la Régie reporte à une seconde phase du présent dossier l'examen de la stratégie de transition énergétique pour les Îles-de-la-Madeleine (IDLM)¹⁰.

[13] Le 12 août 2020, la Régie informe le Distributeur qu'en raison du présent contexte économique, elle doit disposer des informations les plus récentes sur les prévisions des besoins d'énergie et de puissance sur l'horizon du Plan, afin de rendre une décision éclairée. Elle lui demande, en conséquence, de déposer une mise à jour des bilans d'énergie et de puissance, au plus tard le 3 septembre 2020¹¹.

[14] Le même jour, le Distributeur demande de reporter à la fin de l'année 2020 l'audience qui était prévue à compter du 15 septembre 2020¹².

⁶ Pièces [B-0043](#), [B-0044](#), [B-0045](#), [B-0046](#), [B-0047](#), [B-0048](#), [B-0049](#), [B-0050](#), B-0051, B-0052, B-0053, B-0054, B-0055 (fichiers Excel ne pouvant être consultés), [B-0056](#), [B-0057](#) et [B-0058](#).

⁷ Pièce [A-0016](#).

⁸ Pièce [A-0020](#).

⁹ Pièce [B-0092](#).

¹⁰ Pièce [A-0023](#).

¹¹ Pièce [A-0024](#).

¹² Pièce [B-0094](#). La lettre du Distributeur est datée du 11 août 2020. Cependant, elle a été déposée le 12 août 2020 et, tel qu'il appert de ses troisième et quatrième paragraphes, elle faisait suite, notamment, à la lettre du même jour de la Régie.

[15] Durant la période du 13 au 18 août 2020, les intervenants, à l'exception du CQ3E et de TCE, commentent cette demande du Distributeur. Ce dernier répond à ces commentaires le 18 août 2020.

[16] Le 28 août 2020, la Régie rend sa décision D-2020-115¹³, par laquelle elle accueille la demande du Distributeur visant le report de l'audience devant débiter le 15 septembre 2020 et autorise les intervenants à présenter une demande de paiement de frais intérimaires pour les travaux effectués jusqu'alors.

[17] Le 3 septembre 2020, le Distributeur dépose un complément de preuve relatif à sa stratégie de transition énergétique pour les IDLM et indique qu'il prévoit déposer à la Régie, au courant du mois de mai 2021, les résultats de ses analyses et démarches en vue de définir cette stratégie.

[18] Le 9 octobre 2020, dans sa décision D-2020-132¹⁴, la Régie se prononce sur les demandes visant le paiement de frais intérimaires aux intervenants.

[19] Le 30 octobre 2020, le Distributeur dépose l'état d'avancement 2020 du Plan (État d'avancement 2020)¹⁵ et, le 16 novembre suivant, il en dépose une version révisée¹⁶.

[20] Le 27 novembre 2020, le Distributeur avise la Régie qu'à la lumière de l'État d'avancement 2020, il a entrepris une réflexion quant aux meilleurs moyens de répondre à la demande de sa clientèle. Il estime être en mesure de faire part à la Régie de l'état de sa réflexion au courant du mois de février 2021¹⁷.

[21] Entre les 7 et 10 décembre 2020, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, l'AQPER, la FCEI, le ROEE, le RTIEE et l'UC transmettent à la Régie leurs commentaires au sujet de cette annonce du Distributeur¹⁸. Ce dernier répond à ces commentaires le 16 décembre 2020¹⁹.

¹³ Décision [D-2020-115](#).

¹⁴ Décision [D-2020-132](#).

¹⁵ Pièce [B-0102](#). [État d'avancement 2020](#).

¹⁶ Pièce [B-0106](#). [État d'avancement 2020](#), version révisée.

¹⁷ Pièce [B-0107](#).

¹⁸ Pièces [C-AHQ-ARQ-0038](#), [C-AQCIE-CIFQ-0016](#), [C-AQPER-0025](#), [C-FCEI-0024](#), [C-ROEE-0029](#), [C-RTIEE-0034](#) et [C-UC-0017](#).

¹⁹ Pièce [B-0108](#).

[22] Le 22 décembre 2020, la Régie acquiesce à la demande du Distributeur et, afin d'assurer un traitement adéquat et efficient de la phase 1 du présent dossier, elle lui ordonne de déposer les résultats de sa réflexion sous forme de complément de preuve, au plus tard le 25 février 2021. Elle fixe également un nouvel échéancier de traitement de la phase 1²⁰.

[23] Le 25 janvier 2021, la Régie transmet sa DDR n° 3 au Distributeur, qui y répond le 8 février 2021²¹.

[24] Le 25 février 2021, le Distributeur dépose un complément de preuve faisant suite à sa réflexion sur les moyens à sa disposition afin de répondre à la demande²².

[25] Le 11 mars 2021, la Régie transmet sa DDR n° 4 au Distributeur. Le même jour, l'AHQ-ARQ, l'AQPER, la FCEI, le RNCREQ, le ROEE et l'UC lui transmettent leurs DDR n°s 2 et l'AQCIE-CIFQ lui transmet sa DDR n° 3. Le 31 mars 2021, le Distributeur dépose ses réponses à ces DDR.

[26] Entre les 5 et 7 avril 2021, l'AHQ-ARQ²³, la FCEI²⁴ et le RNCREQ²⁵ font part de leur insatisfaction à l'égard des réponses du Distributeur à certaines de leurs questions et demandent à la Régie d'ordonner à ce dernier de fournir les informations demandées.

[27] Le 9 avril 2021, le Distributeur commente les demandes d'ordonnances de ces intervenants et apporte des précisions à certaines de leurs questions.

[28] Les 13 et 14 avril 2021, l'AHQ-ARQ et le RNCREQ répliquent aux commentaires du Distributeur et maintiennent leurs contestations relatives aux réponses de ce dernier.

[29] Le 22 avril 2021, Opitciwan dépose une demande d'intervention tardive ainsi qu'un budget de participation²⁶.

²⁰ Décision [D-2020-181](#).

²¹ Pièce [B-0111](#).

²² Pièce [B-0114](#).

²³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0041](#).

²⁴ Pièce [C-FCEI-0027](#).

²⁵ Pièce [C-RNCREQ-0040](#).

²⁶ Pièce [C-Opitciwan-0001](#).

[30] Le 29 avril 2021, la Régie rend sa décision D-2021-055 portant sur les demandes d'ordonnances de l'AHQ-ARQ, de la FCEI et du RNCREQ relatives à certaines réponses du Distributeur à leurs DDR²⁷.

[31] Les 30 avril et 4 mai 2021 respectivement, le Distributeur et l'AQPER commentent la demande d'intervention déposée par Opitciwan²⁸. Le 5 mai 2021, ce dernier répond aux commentaires de l'AQPER²⁹.

[32] Le 19 mai 2021, la Régie rend sa décision D-2021-065³⁰ par laquelle elle accueille la demande d'intervention tardive d'Opitciwan. Elle encadre cependant les sujets qui pourront faire l'objet de son intervention. Elle demande également au Distributeur de déposer un suivi détaillé du projet de conversion du réseau d'Obedjiwan³¹.

[33] Le 28 mai 2021, le Distributeur dépose un complément de preuve sur le projet de conversion de ce réseau d'Obedjiwan³².

[34] Le 3 juin 2021, la Régie transmet ses DDR n^{os} 5 et 6 au Distributeur, qui y répond le 10 juin 2021³³.

[35] Le 8 juin 2021, le ROEÉ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur dépose, dans les plus brefs délais, les résultats des analyses et démarches portant sur la stratégie de transition énergétique pour les IDLM³⁴. Le Distributeur commente cette demande le 14 juin 2021³⁵. Le ROEÉ réplique au Distributeur le 17 juin 2021³⁶. Le 21 juin 2021, le RTIEÉ commente à son tour la réponse du Distributeur à la demande du ROEÉ³⁷.

²⁷ Décision [D-2021-055](#).

²⁸ Pièces [B-0130](#) et [C-AQPER-0028](#).

²⁹ Pièce [C-Opitciwan-0019](#).

³⁰ Décision [D-2021-065](#).

³¹ Décision [D-2021-065](#), p. 14, par. 41.

³² Pièce [B-0140](#).

³³ Pièces [B-0144](#) et [B-0145](#).

³⁴ Pièce [C-ROEÉ-0035](#).

³⁵ Pièce [B-0146](#).

³⁶ Pièce [C-ROEÉ-0037](#).

³⁷ Pièce [C-RTIEÉ-0040](#).

[36] Le 22 juin 2021, la Régie transmet les informations requises aux fins de l'audience. Elle répond également aux demandes et recommandations reçues entre les 8 et 21 juin 2021³⁸.

[37] Les 2 et 5 juillet 2021, le Distributeur répond à la DDR n° 3 du RNCREQ³⁹ et à la DDR n° 1 d'Opitciwan⁴⁰.

[38] La Régie tient l'audience relative à la phase 1 de la Demande du 5 au 16 juillet 2021, par visioconférence.

[39] Le 17 juillet 2021, le Distributeur répond à la DDR n° 4 du RNCREQ⁴¹.

[40] Le 20 juillet 2021, le Distributeur dépose sa réplique aux argumentations des intervenants présentées lors de l'audience⁴².

[41] Le 30 juillet 2021, le Distributeur dépose son complément de preuve relatif à sa stratégie de conversion des IDLM⁴³.

[42] La présente décision porte sur les enjeux traités lors de la phase 1 de la Demande.

2. CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[43] Pour les motifs énoncés ci-après, la Régie approuve le Plan, sous réserve des éléments décisionnels et des commentaires qu'elle énonce dans le cadre de la présente décision ainsi que de la décision qu'elle rendra, au terme de la phase 2 du présent dossier, relativement à la stratégie de transition énergétique du Distributeur pour les IDML.

³⁸ Pièce [A-0055](#).

³⁹ Pièces [C-RNCREQ-0060](#) et [B-0177](#).

⁴⁰ Pièces [B-0161](#), [B-0162](#) et [B-0165](#).

⁴¹ Pièce [B-0177](#).

⁴² Pièce [B-0182](#).

⁴³ Pièce [B-0185](#).

[44] La Régie en vient, notamment, à la conclusion que le service offert par Hilo ne constitue pas un approvisionnement assujéti à la procédure d'appel d'offres visée à l'article 74.1 de la Loi, ni une option tarifaire du Distributeur à ses clients.

[45] Elle partage la préoccupation du Distributeur quant à l'importance d'assurer un approvisionnement en électricité fiable et suffisant, afin de préserver l'équilibre offre-demande en tout temps, et encourage le développement de nouveaux moyens de GDP, tels que le programme de contrôle à distance des charges de chauffage résidentiel. Cependant, elle considère également que le Distributeur devrait prioriser le déploiement de mesures les moins coûteuses afin de minimiser les coûts des approvisionnements.

[46] Dans cette perspective, la Régie demande au Distributeur de déposer son projet de bonification de l'option d'électricité interruptible (OÉI) dès que possible et de tout mettre en œuvre afin de lever, en temps utile pour la prochaine période de pointe, la limite annuelle du nombre d'adhérents à l'option de crédit hivernal.

[47] Enfin, en raison d'un historique trop court et d'information insuffisante sur les activités d'Hilo pour la rassurer sur la robustesse des prévisions de résultats, la Régie accueille, avec réserve, les prévisions d'Hilo au bilan de puissance.

[48] La régisseuse Sylvie Durand énonce une opinion dissidente relativement aux aspects juridiques du service offert par la filiale Hilo. Pour les motifs présentés ci-après, elle exprime l'avis qu'un contrat à long terme pour l'achat de puissance résultant de la réduction des besoins de clients par des mesures de GDP, constitue un *contrat d'approvisionnement en électricité* au sens de la Loi et, qu'en conséquence, l'entente conclue avec Hilo devait faire l'objet d'une procédure d'appel d'offres en vertu de l'article 74.1 de la Loi.

[49] Elle est aussi d'avis que les coûts du service proposé par Hilo ne peuvent être reconnus ou se qualifier pour être inclus dans la fonction du *revenu requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité* et que les coûts de la GDP, incluant les services proposés par Hilo, sont des coûts de *fourniture d'électricité* au sens de la Loi.

[50] Enfin, elle considère que la Régie devrait refuser d'inclure dans la stratégie du plan d'approvisionnement du Distributeur le contrat de service qui le lie à l'agrégateur Hilo (le Contrat de service).

I. RÉSEAU INTÉGRÉ

3. PRÉVISION DE LA DEMANDE

3.1 SCÉNARIO MOYEN EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[51] Dans sa prévision des ventes régulières au Québec, déposée le 1^{er} novembre 2019, le Distributeur prévoit que les ventes d'électricité devraient atteindre 183,8 TWh en 2029, soit une croissance des ventes estimée à 12,5 TWh par rapport à 2019. Cette croissance représente un taux annuel moyen de 0,7 % par année. L'essentiel de la croissance est attribuable aux secteurs résidentiel et commercial sur la période 2019-2029 (représentant respectivement, 31 % et 55 % de la croissance), tandis que le secteur industriel affiche une légère croissance de 0,3 % par année (15 % de la croissance)⁴⁴.

TABLEAU 1
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC

En TWh	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	67,0	67,7	67,8	68,2	68,5	69,2	69,3	69,7	70,1	70,8	70,8
Commercial	44,4	45,9	49,1	51,2	52,1	52,8	52,8	51,2	50,6	51,1	51,2
<i>Dont:</i>											
<i>Commercial et institutionnel</i>	39,0	40,4	42,7	44,2	45,0	45,7	45,7	44,9	44,8	45,4	45,4
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	5,4	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3	5,7	5,8	5,8
Industriel	59,9	63,6	63,8	63,7	63,6	63,6	63,2	62,4	62,2	62,2	61,8
<i>Dont:</i>											
<i>Industriel PME</i>	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,7	8,7	8,7	8,7
<i>Industriel grandes entreprises</i>	51,3	55,0	55,2	55,1	55,0	54,9	54,6	53,7	53,5	53,4	53,1
<i>Alumineries</i>	19,0	23,1	23,3	23,5	23,6	23,7	23,6	23,0	23,0	23,1	23,0
<i>Pâtes et papiers</i>	12,1	11,9	11,8	11,5	11,1	10,8	10,5	10,3	10,0	9,7	9,4
<i>Pétrole et chimie</i>	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,2	4,1	4,0
<i>Mines</i>	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	7,4	7,1	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
<i>Autres industriel grandes entreprises</i>	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	171,4	177,2	180,7	183,1	184,2	185,5	185,2	183,3	182,8	184,1	183,8

Notes:

¹ Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

Source : Pièce [B-0007](#), p. 24, tableau 2.1.

⁴⁴ Pièce [B-0007](#), p. 23.

[52] Dans les sections qui suivent, la Régie reprend les explications du Distributeur sur les variations de la demande en énergie prévues entre 2019 et 2029, pour chacun des secteurs de consommation⁴⁵.

3.1.1 SECTEUR RÉSIDENTIEL

[53] Le Distributeur anticipe que les ventes prévues au secteur résidentiel devraient croître au total de 3,8 TWh à l'horizon du Plan, équivalant à une croissance annuelle moyenne de 0,6 %, malgré une hausse annuelle moyenne de 0,8 % des abonnements. Les principaux facteurs contribuant à la hausse des ventes sont⁴⁶ :

- l'augmentation du nombre d'abonnements résidentiels;
- l'augmentation du parc de véhicules électriques;
- le taux de diffusion du chauffage électrique.

[54] En contrepartie, les principaux facteurs contribuant à une réduction des ventes résidentielles sont :

- les mesures en efficacité énergétique;
- le réchauffement climatique;
- la pénétration de la production photovoltaïque.

3.1.2 SECTEUR COMMERCIAL

[55] Pour le secteur commercial (incluant le secteur institutionnel), la croissance prévue des ventes est de l'ordre de 6,8 TWh entre 2019 et 2029. La prévision intègre une forte contribution résultant des efforts de développement de marchés (+3,7 TWh), soit⁴⁷ :

- +2,5 TWh pour les centres de données;

⁴⁵ Pièce [B-0007](#), p. 23.

⁴⁶ Pièce [B-0007](#), p. 24 à 26.

⁴⁷ Pièce [B-0007](#), p. 26 à 28.

- +0,3 TWh pour les chaînes de blocs;
- +0,9 TWh pour les serres.

[56] La prévision des ventes de ce secteur prend en compte la baisse anticipée de l'intensité énergétique et la possible émergence d'autres cryptomonnaies dans le secteur des chaînes de bloc. Ces facteurs expliquent la faible croissance de ce secteur à l'horizon 2029.

[57] Le Distributeur évalue la contribution de l'électrification des transports aux ventes du secteur commercial à l'horizon 2029 à +0,8 TWh de la façon suivante :

- +0,3 TWh pour les véhicules électriques;
- +0,4 TWh pour le Réseau express métropolitain;
- +0,1 TWh pour les autobus électriques.

[58] En contrepartie, les facteurs de décroissance sont, dans une moindre mesure :

- l'impact de la production photovoltaïque distribuée (-0,3 TWh);
- l'effet de l'efficacité énergétique (-1,7 TWh) provenant, notamment, de l'éclairage, du chauffage, de la climatisation et de la ventilation.

3.1.3 SECTEUR INDUSTRIEL

[59] Pour le secteur industriel, le Distributeur anticipe une légère croissance des ventes, de l'ordre de +1,9 TWh, sur l'horizon du Plan. Il détaille ainsi les prévisions des ventes par sous-secteur⁴⁸ :

- alumineries (+4 TWh);
- mines (+1,1 TWh);
- pâtes et papiers (-2,6 TWh).

⁴⁸ Pièce [B-0007](#), p. 28 et 29.

[60] Enfin, le Distributeur précise que la diminution de l'intensité énergétique dans la plupart des secteurs compense l'impact favorable de la croissance économique et affecte à la baisse la croissance prévue pour ce secteur.

3.1.4 PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET HYPOTHÈSES DE TAUX DE PERTES

[61] Les besoins en énergie correspondent à l'approvisionnement nécessaire pour répondre à la consommation sur le réseau intégré, auquel s'ajoutent les pertes de distribution et de transport, communément appelées pertes globales. La consommation visée par le Plan est obtenue en additionnant les ventes prévues, l'effacement des chaînes de blocs et l'usage interne, soit la consommation d'électricité par Hydro-Québec dans ses bâtiments et ses chantiers. Puis, sont soustraites les ventes dans les réseaux autonomes et la demande alimentée par les groupes électrogènes mobiles, aussi désignées comme la consommation hors réseau intégré. Sur la période couverte par le Plan, le taux de pertes globales moyen retenu est de 7,4 %. Ce taux s'appuie sur les données réelles des dernières années et prend en compte l'impact à la baisse de la nouvelle ligne à 735 kV Chamouchouane-Bout-de-l'Île. Le tableau 2 présente les taux de pertes prévisionnels sur l'horizon du Plan.

TABLEAU 2
TAUX DE PERTES PRÉVISIONNELS

En %	2019 ¹	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Taux de pertes global	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%
<i>Taux de pertes de transport</i>	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
<i>Taux de pertes de distribution</i>	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

Notes:

¹ Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques

Source : Pièce [B-0007](#), p. 31, tableau 2.2.

[62] Tel que présenté au tableau 3, le Distributeur prévoit une croissance des besoins en énergie d'environ 13,7 TWh durant la période 2019-2029, soit une hausse moyenne annuelle de 1,4 TWh, ou 0,7 %.

TABLEAU 3
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ventes Régulières au Québec	171,4	177,2	180,7	183,1	184,2	185,5	185,2	183,3	182,8	184,1	183,8
+ Énergie interruptible	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
+ Effacement chaîne de blocs	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,3	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan	171,6	177,4	180,9	183,4	184,5	185,8	185,5	183,8	183,2	184,5	184,3
+ Pertes de transport et de distribution	12,6	13,2	13,4	13,6	13,7	13,8	13,7	13,6	13,6	13,7	13,7
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	184,2	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2019)	3,7										

Notes:

- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques

Source : Pièce [B-0007](#), p. 31, tableau 2.3.

3.1.5 PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGE

[63] La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver du Distributeur tient compte, pour sa part, de plusieurs éléments dont, notamment :

- la prévision des besoins en énergie pour tous les secteurs;
- l'impact de la nouvelle ligne à 735 kV Chamouchouane-Bout-de-l'Île;
- la consommation des centrales d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) associée à l'électricité patrimoniale, puisque cette consommation est incluse dans le profil horaire de l'électricité patrimoniale, conformément au décret 1277-2001⁴⁹;
- l'effacement de charges découlant des mesures de GDP hors du contrôle du Distributeur.

⁴⁹ Décret [1277-2001](#).

[64] Le Distributeur prévoit que les besoins en puissance passeront de 37 972 MW pour la pointe d'hiver 2018-2019 à 41 522 MW pour celle de l'hiver 2028-2029, soit une augmentation totale de 3 550 MW, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de 355 MW, ou 0,9 %, tel que présenté au tableau 4.

TABLEAU 4
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGE

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

Notes:

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

Source : Pièce [B-0007](#), p. 31, tableau 2.4.

[65] Les principaux facteurs qui expliquent la croissance des besoins à la pointe d'hiver pour la période du Plan sont le chauffage des locaux pour les secteurs résidentiel (+1 309 MW) et commercial (+188 MW) et le développement des marchés des centres de données, des chaînes de blocs et des serres, avec une hausse anticipée de +604 MW à l'horizon du Plan.

[66] L'électrification des transports et plus particulièrement une plus grande utilisation des véhicules électriques contribuent pour 400 MW à la croissance des besoins en puissance. Au secteur industriel, l'impact à la hausse est moindre, soit +160 MW.

3.2 ALÉAS DE LA DEMANDE

[67] La prévision de la demande présentée par le Distributeur dans le cadre du Plan découle d'un scénario de prévision des besoins en énergie à conditions climatiques normales. Ces besoins anticipés sont toutefois soumis à l'aléa climatique et à l'aléa sur la demande prévue.

[68] L'aléa global combine ces deux aléas, qui s'appliquent à la prévision des besoins en énergie et à celle des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

3.2.1 ALÉA CLIMATIQUE

[69] L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins en électricité par rapport au scénario à conditions climatiques normales. Selon les conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée sur la période 1971 à 2018, les besoins annuels de 2024, par exemple, seraient supérieurs de 5,0 TWh à ceux d'une année normale. En puissance, l'écart-type de l'impact des conditions climatiques sur les besoins à la pointe de l'hiver peut atteindre 4 000 MW⁵⁰.

3.2.2 ALÉA SUR LA DEMANDE PRÉVUE

[70] L'aléa sur la demande d'énergie prévue provient de l'aléa associé aux variables économiques et démographiques, à la diffusion des technologies émergentes, à l'impact du développement de marchés ainsi que des erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la demande d'électricité. L'aléa de la demande prévue en énergie comporte, pour l'année 2021, un écart-type de 5,4 TWh. En puissance, l'écart-type sur les besoins à la pointe de l'hiver 2019-2020 est de 1 070 MW.

⁵⁰ Pièce [B-0007](#), p. 33.

[71] L'aléa sur la demande en puissance prévue provient, d'une part, de l'aléa associé aux besoins annuels en énergie et à leur structure par usages et, d'autre part, des erreurs intrinsèques à la modélisation du profil de consommation appliqué aux besoins en énergie prévus par usages pour obtenir la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

3.2.3 ALÉA GLOBAL

[72] L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur la demande prévue. Le Distributeur quantifie cet aléa par le calcul de l'écart-type sur l'ensemble des évolutions possibles des besoins. De façon générale :

- le scénario de référence ± 1 écart-type couvre une probabilité d'occurrence de 68 %;
- le scénario de référence ± 2 écarts-types couvre une probabilité d'occurrence de 95 %.

[73] Le tableau 5 présente les aléas sur les besoins en énergie jusqu'en 2029, alors que le tableau 6 présente les aléas sur les besoins en puissance jusqu'à l'hiver 2028-2029.

TABLEAU 5
ALÉA SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE

<i>En TWh</i>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Écart-type										
<i>Aléa climatique</i>	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<i>Aléa sur la demande</i>	3,0	3,6	4,1	4,4	4,6	4,8	6,5	7,3	7,8	8,0
<i>Aléa global</i>	3,7	4,2	4,7	4,9	5,2	5,4	6,9	7,7	8,2	8,4
<i>Coefficient de variation global</i>	2,0%	2,2%	2,4%	2,5%	2,6%	2,7%	3,5%	3,9%	4,1%	4,2%

Source : Pièce [B-0007](#), p. 36, tableau 2.5.

TABLEAU 6
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER

En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Écart type										
<i>Aléa climatique</i>	1 510	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620	1 640	1 660	1 680	1 690
<i>Aléa sur la demande</i>	560	680	780	850	930	1 060	1 170	1 280	1 370	1 420
<i>Aléa global</i>	1 610	1 680	1 750	1 800	1 850	1 930	2 010	2 090	2 160	2 210
<i>Coefficient de variation global</i>	4,2%	4,3%	4,3%	4,4%	4,5%	4,7%	4,9%	5,1%	5,2%	5,3%

Source : Pièce [B-0007](#), p. 36, tableau 2.6.

3.3 AMÉLIORATIONS ET SUIVIS DE DÉCISION

[74] L'approche méthodologique de prévision est similaire à celle du plan d'approvisionnement 2017-2026, avec certains changements de paramètres ayant un impact sur la prévision de la demande, lesquels sont présentés ci-après⁵¹.

3.3.1 IMPACT DE L'ÉLECTRIFICATION DES TRANSPORTS

[75] Des travaux réalisés en 2018 par le Distributeur ont permis de caractériser la consommation des véhicules électriques des particuliers et de produire un profil moyen de recharge pour les trois jours ouvrables les plus froids de l'hiver 2017-2018. L'impact à la pointe d'hiver est évalué à 0,7 kW par véhicule rechargé, soit une valeur similaire à celle retenue dans le cadre du plan d'approvisionnement 2017-2026⁵².

[76] De surcroît, la prévision des ventes en énergie intègre l'impact attribuable aux autobus électriques, dont la consommation anticipée atteindra 0,1 TWh en 2029⁵³.

⁵¹ Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140](#), p. 27 à 32, par. 49 à 70.

⁵² Soit 0,6 kW par véhicule : voir la pièce [B-0032](#), p. 9 du dossier R-3986-2016 Phase 1.

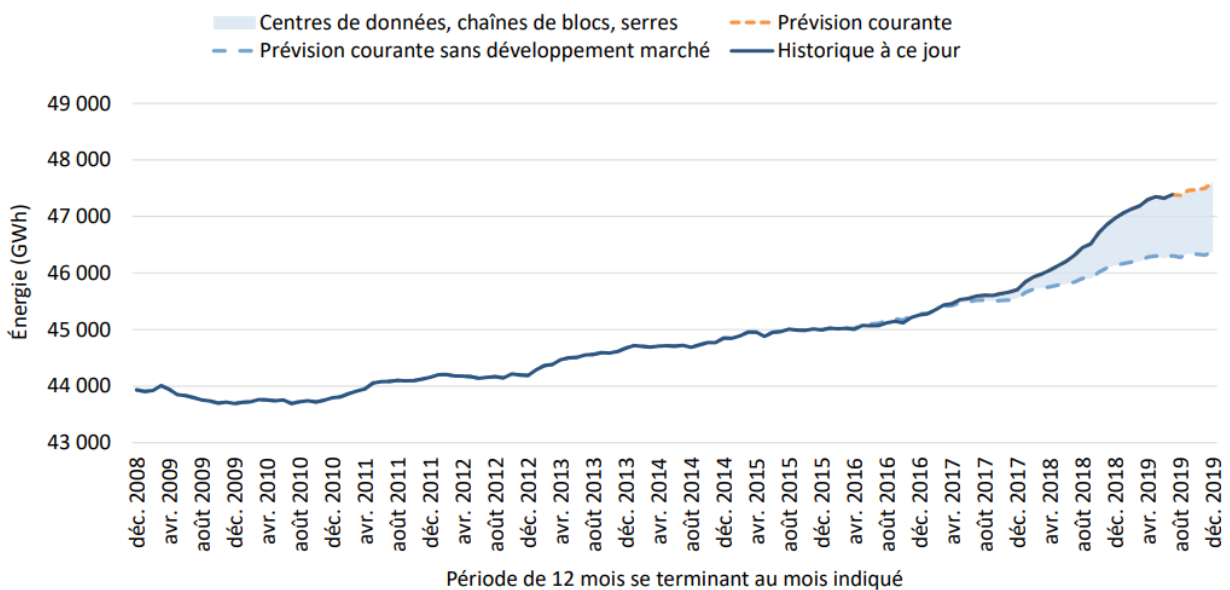
⁵³ Pièce [B-0007](#), p. 42 et 43.

3.3.2 IMPACT DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS SUR LES MODÈLES DE PRÉVISION

[77] Le Distributeur a notamment déployé des efforts depuis le dernier plan d’approvisionnement pour développer les marchés des centres de données, des chaînes de blocs et des serres. En raison de l’ampleur de la consommation réelle de ces marchés, les modèles de prévision du Distributeur ne permettent pas d’expliquer la croissance du secteur commercial sur la seule base des variables économiques et énergétiques usuelles. L’absence de variables explicatives pertinentes pour le développement de marchés entraîne une sous-estimation des ventes prévues au secteur commercial.

[78] Afin d’améliorer la qualité de ses modèles, le Distributeur exclut désormais les ventes du développement de marchés, au moment de leur calibration. Ainsi, la prévision des ventes du secteur commercial correspond à la somme des ventes prévues, excluant le développement de marchés, issues des modèles et de celles spécifiques au développement de marchés, traitées à la marge. Le Distributeur précise que cette modification est en vigueur depuis 2019. La figure 1 présente les ventes attribuables au développement de marchés du secteur commercial, entre décembre 2008 et décembre 2019.

FIGURE 1
VENTES ATTRIBUABLES AU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS
DU SECTEUR COMMERCIAL



Source : Pièce [B-0007](#), p. 43, figure 2.8.

3.3.3 ESTIMATION DE L'ALÉA SUR LA PRÉVISION DES BESOINS À LA POINTE D'HIVER À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES

[79] L'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver à conditions climatiques normales est construit à partir de l'aléa sur la prévision des besoins en énergie. Deux autres sources de risques sont également prises en compte dans le calcul de l'aléa, soit le risque lié à la mensualisation des besoins en énergie et le risque applicable à la transposition énergie-puissance, spécifique à la pointe d'hiver.

[80] Ce raffinement méthodologique, introduit en 2018, permet au Distributeur de mieux mesurer l'incertitude applicable à la transposition énergie-puissance spécifique à la pointe d'hiver, en tenant compte de la saisonnalité du risque de transposition, ce qui a eu pour effet de réduire l'écart-type sur la demande prévue en puissance de 130 MW pour l'hiver 2019-2020 et de 230 MW pour l'hiver 2022-2023⁵⁴.

3.3.4 SUIVI DES TRAVAUX RELATIFS AUX TAUX DE PERTES DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

[81] Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) a présenté les résultats des travaux effectués conjointement avec l'Institut de recherche d'Hydro-Québec (IREQ) sur la détermination du taux de pertes de transport, dans le cadre des dossiers R-4058-2018 et R-4096-2019⁵⁵. La mise à jour des taux de pertes de transport a entraîné une révision historique des statistiques de besoins du Distributeur et ce dernier constate une amélioration du bilan des pertes globales, de transport et de distribution⁵⁶. Le tableau 7 présente l'historique des valeurs réelles de taux de pertes globales, de transport et de distribution.

⁵⁴ Pièce [B-0007](#), p. 44.

⁵⁵ Pièce [B-0007](#), p. 44.

⁵⁶ Pièce [B-0007](#), p. 44.

TABLEAU 7
HISTORIQUE DES TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION
VALEURS RÉELLES

En %	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Taux de pertes globales	7.5%	7.9%	7.7%	7.9%	8.1%	7.6%	7.6%	7.6%	7.6%	7.5%
Taux de pertes de transport	5.3%	5.4%	5.6%	5.2%	5.4%	5.5%	5.4%	5.2%	5.4%	5.4%
Taux de pertes de distribution	2.1%	2.3%	2.0%	2.6%	2.5%	2.0%	2.1%	2.3%	2.1%	2.0%

Source : Pièce [B-0007](#), p. 44, tableau 2.13.

3.3.5 SUIVI DE LA PERFORMANCE PRÉVISIONNELLE DES MODÈLES

[82] Le Distributeur s'assure d'adopter les meilleures pratiques de l'industrie en matière de prévision de la demande. La figure 2 illustre sa méthodologie actuelle relative à la prévision des ventes et des besoins en électricité.

FIGURE 2
MÉTHODOLOGIE DU DISTRIBUTEUR
RELATIVE À LA PRÉVISION DES VENTES ET DES BESOINS



Source : Pièce [B-0007](#), p. 9, figure 1.1.

[83] Le Distributeur débute son processus par la prévision des variables économiques et démographiques. Ensuite, pour établir la prévision des ventes aux secteurs résidentiel, commercial et industriel, il a recours, depuis 2012, à des modèles statistiques à usages finaux qui tiennent compte des intrants ci-après, qui font varier la demande d'électricité à la hausse ou à la baisse :

- la conjoncture économique;
- la prévision démographique;
- l'évolution des taux de diffusion et de l'efficacité des différents usages ou équipements;
- l'impact des changements climatiques sur la température et sur les besoins de chauffage.

[84] Le Distributeur tient compte des pertes électriques associées aux ventes pour estimer les besoins en énergie et en puissance à la pointe d'hiver. Enfin, il effectue une analyse par plusieurs simulations afin de mieux cerner les aléas climatiques et prévisionnels⁵⁷.

Amélioration et suivi de la performance des modèles de prévision

[85] Le Distributeur indique qu'il améliore d'une manière continue ses modèles de prévision et ses intrants afin de réduire les biais d'estimation des ventes et pour que sa prévision présente l'évolution de la demande la plus centrée⁵⁸. Pour ce faire, il :

- identifie les changements de comportement des clients résidentiels;
- identifie les sous-estimations et les surestimations des modèles de prévision;
- sonde, aux trois ans, ses clientèles résidentielle et commerciale sur l'utilisation de l'électricité;
- explique les écarts de prévision dans le cadre de ses plans d'approvisionnement et des états d'avancement de ces derniers⁵⁹.

[86] De plus, il révisé régulièrement le choix et la présentation des variables explicatives utilisées dans les modèles de prévision⁶⁰.

⁵⁷ Pièce [B-0007](#), p. 9, 10 et 23.

⁵⁸ Pièce [B-0007](#), p. 42 à 44.

⁵⁹ Pièce [B-0045](#), p. 41, R.9.7.

⁶⁰ Pièce [B-0024](#), p. 7 à 9, R.2.1 et R.3.1.

[87] Le Distributeur présente le suivi de la performance de prévision, qui mesure les écarts entre la demande prévue et celle réalisée aux conditions climatiques normales, depuis l'introduction des modèles statistiques à usages finaux adoptés en 2012⁶¹. Il soumet les constats suivants⁶² :

- Hormis exception, la performance des modèles est réduite par la durée de la période de prévision, en raison de l'augmentation de l'erreur-type à travers le temps.
- La meilleure performance provient du secteur résidentiel et la pire du secteur industriel. Ce dernier est très affecté par les aléas économiques, par les conflits de travail et par les biais d'estimation de la première année d'application des nouveaux modèles statistiques.
- Les sous-estimations des ventes commerciales sont attribuables aux efforts de développement de marchés.
- Les modèles ont surestimé la demande totale (ventes et besoins) en énergie et en puissance. La performance est meilleure pour les besoins en puissance qu'en énergie, en raison de l'impact proportionnellement important des erreurs de prévision du secteur industriel. En effet, la demande industrielle d'électricité a été surestimée lors de la première année d'utilisation des nouveaux modèles de prévision aux fins de l'état d'avancement 2012.
- En excluant les conflits de travail et les biais d'estimation de 2012, les secteurs industriels des grandes entreprises (GE) et des petites et moyennes entreprises (PME) présenteraient une meilleure performance.
- Plusieurs facteurs ont contribué à la surestimation historique des prévisions des ventes au secteur industriel dont, notamment, l'abandon ou l'arrêt de projets dans le secteur des alumineries, les rationalisations dans le secteur des pâtes et papiers, l'annonce d'ajout de capacité dans le secteur de la sidérurgie, fonte et affinage, qui ne s'est jamais matérialisé, et l'impact moindre du Plan Nord.

⁶¹ Pièce [B-0007](#), p. 44.

⁶² Pièces [B-0007](#), p. 44 et 45, et [B-0092](#), p. 5, R.1.1, tableau R-1.1.

3.4 ÉTAT D'AVANCEMENT 2020

[88] Dans l'État d'avancement 2020, le Distributeur présente, notamment, une mise à jour de sa prévision de la demande sur l'horizon 2019-2029⁶³. Il indique que plusieurs événements ont modifié significativement le contexte dans lequel il opère depuis le Plan, notamment⁶⁴ :

- la crise sanitaire liée à la pandémie de COVID-19;
- le résultat de l'appel de propositions pour le bloc de 300 MW associé aux chaînes de blocs;
- les efforts de décarbonation de l'économie québécoise;
- le développement des mesures de soutien aux serres.

[89] Le Distributeur ajoute que ces événements ont et continuent d'avoir des effets sur les ventes d'électricité alors que d'autres éléments vont influencer la croissance future des ventes d'électricité au Québec. Les effets de ces événements se sont fait ressentir dans tous les secteurs.

3.4.1 PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES D'ÉLECTRICITÉ

[90] Selon sa plus récente prévision de la demande, le Distributeur anticipe des ventes d'électricité à terme de 186,2 TWh, soit une croissance de +15,9 TWh sur la période couverte par le Plan.

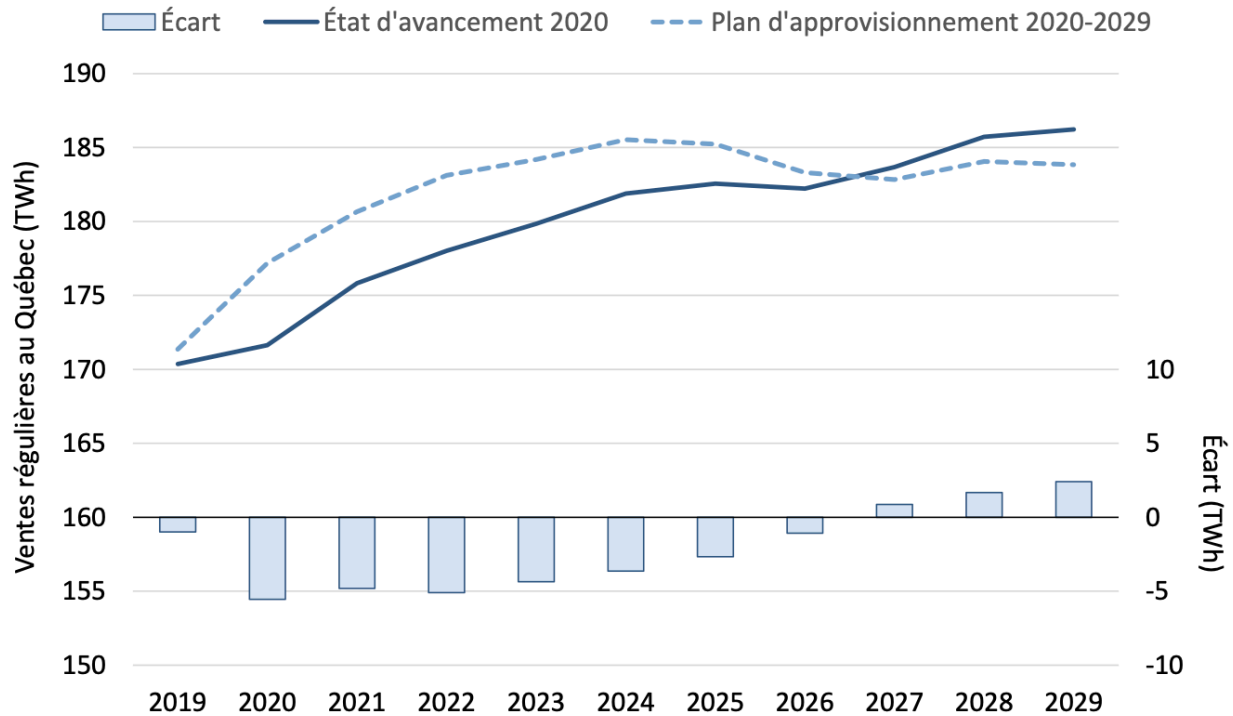
[91] Par rapport à la prévision initiale, des écarts annuels d'environ -5 TWh seraient observés sur la période de 2020 à 2023, lesquels s'expliquent principalement par l'impact de la crise sanitaire liée à la pandémie de COVID-19 de même que par la mise à jour de la prévision des chaînes de blocs⁶⁵. Les ventes sectorielles prévues à l'État d'avancement 2020 montrent cependant un écart de +2,4 TWh à la fin de la période couverte par le Plan. La figure 3 présente la prévision des ventes régulières de l'État d'avancement 2020 comparées avec celle du Plan.

⁶³ Pièce [B-0102](#). À noter que, après avoir constaté une erreur dans deux tableaux de son État d'avancement 2020, le Distributeur dépose, le 16 novembre 2020, une version révisée de celui-ci, soit les pièces [B-0104](#) et [B-0106](#).

⁶⁴ Pièce [B-0106](#).

⁶⁵ Pièce [B-0106](#), p. 14.

FIGURE 3
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC
ET COMPARAISON AVEC LE PLAN



Source : Pièce [B-0106](#), p. 14, figure 2.1.

3.4.2 CROISSANCE DE BASE PAR RAPPORT AU PLAN

[92] Le Distributeur prévoit un écart de ventes de +0,7 TWh en 2029 pour le secteur résidentiel par rapport à la prévision du Plan. Au secteur commercial, il anticipe des ventes à terme de -1,2 TWh par rapport à celles du Plan, tenant compte des efforts en efficacité énergétique. Il indique que la conversion accrue du chauffage des espaces et de l'eau vers le tout électrique est un facteur explicatif de l'augmentation des ventes aux secteurs résidentiel, commercial et institutionnel, reflétant ainsi les efforts déployés pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) au Québec. Tenant compte des efforts de décarbonation, le Distributeur a revu son positionnement sur l'efficacité énergétique ce qui a eu pour résultat d'atténuer l'augmentation des ventes. Ainsi, la prévision intègre des

impacts plus importants en efficacité énergétique attribuables à la domotique et à l'intensification de ses interventions⁶⁶.

[93] Au secteur industriel, le Distributeur anticipe une contraction de 1,0 TWh par rapport à la prévision du Plan.

[94] Toutefois, le Distributeur note une accélération de la décroissance, à court et moyen termes, des ventes du secteur des pâtes et papier, ce qui se traduit par un écart annuel de -1 TWh par rapport aux ventes prévues au Plan, pour la période 2021-2026. Plusieurs éléments peuvent expliquer cette baisse, notamment la crise sanitaire liée à la pandémie de COVID-19 qui a eu un impact sur le marché du papier journal, contribuant au devancement de la tendance déjà amorcée. Cependant, il prévoit un retour à la prévision du Plan en 2029, tenant compte des efforts de l'industrie, qui cherche à se réinventer.

[95] La prévision du secteur industriel inclut des ventes additionnelles associées au développement de la filière de l'hydrogène et de la bio-méthanisation et l'écart à terme de -0,5 TWh pour les PME est essentiellement attribuable à la révision à la baisse de l'intensité énergétique de ce secteur⁶⁷.

[96] Enfin, le Distributeur anticipe une diminution de 0,5 TWh des ventes pour la clientèle industrielle des GE par rapport à la prévision du Plan.

Électrification des transports

[97] La prévision de consommation des véhicules électriques a été revue à la hausse en s'inspirant, notamment, des informations préliminaires du *Plan pour une économie verte 2030*⁶⁸ du gouvernement du Québec. Ainsi, le nombre de véhicules électriques en circulation prévu en 2029 par le Distributeur est de près d'un million d'unités, soit une hausse de près de 300 000 véhicules par rapport au Plan, ce qui représente des ventes additionnelles d'électricité de 1,0 TWh par rapport au Plan, en 2029.

⁶⁶ Pièce [B-0106](#), p. 15.

⁶⁷ Pièce [B-0106](#), p. 15 et 16.

⁶⁸ [Plan pour une économie verte 2030](#).

[98] Le Distributeur ne prévoit cependant pas de changements majeurs dans les ventes associées au transport public, scolaire ou au transport en commun, par rapport à celles prévues dans le Plan⁶⁹.

Production photovoltaïque distribuée

[99] Compte tenu qu'il prévoit une adoption moins rapide des systèmes solaires photovoltaïques par sa clientèle, résultant en une baisse de la production solaire photovoltaïque distribuée, le Distributeur revoit à la hausse ses ventes par rapport au niveau de 2029 du Plan (+0,8 TWh)⁷⁰.

Développement des marchés

[100] Le Distributeur anticipe un écart de +2,2 TWh à l'horizon 2029 par rapport au Plan, en raison des efforts accrus de développement de marchés, et détaille cet écart comme suit⁷¹ :

- Chaînes de blocs : le Distributeur anticipe un écart de -0,1 TWh à terme, qui s'explique principalement par l'intégration des résultats de l'appel de propositions 2019-01, qui sont cependant partiellement compensés par un ajustement à la hausse de la consommation des clients des réseaux municipaux.
- Centres de données : le Distributeur prévoit un écart de plus de +2 TWh, qui est attribuable à une plus forte contribution des efforts de développement de marchés pour ce secteur.
- Serres : la croissance des ventes des premières années du Plan a été revue à la baisse, en raison du ralentissement dans le secteur du cannabis, mais, tenant compte des mesures de soutien au développement des serres présentées dans le cadre du dossier R-4127-2020⁷², le Distributeur anticipe une augmentation de la part des ventes liées aux serres maraîchères, ornementales et mixtes.

⁶⁹ Pièce [B-0106](#), p. 16.

⁷⁰ Pièce [B-0106](#), p. 16.

⁷¹ Pièce [B-0106](#), p. 15, figure 2.2 et p. 16.

⁷² Dossier R-4127-2020. Les 1^{er} et 16 décembre 2020, la Régie a rendu ses décisions D-2020-161 et D-2020-172, par lesquelles elle a accueilli la demande du Distributeur relative à ces mesures de soutien et fixé le tarif applicable

[101] Le tableau 8 présente l'écart de prévision des ventes par secteurs de consommation par rapport au Plan.

TABLEAU 8
COMPARAISON DE L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2020 AVEC LE PLAN
ÉCART DE PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEUR DE CONSOMMATION

En TWh	2019 ¹	2020 ²	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	0,2	0,9	0,3	0,5	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,8	2,1
Commercial	0,0	-3,0	-3,8	-4,4	-4,1	-3,7	-2,9	-0,5	1,0	1,2	1,4
Dont:											
Commercial et institutionnel	-0,1	-3,1	-3,3	-3,5	-3,2	-2,7	-1,9	-0,2	0,7	1,0	1,2
Chaînes de blocs	-0,1	-0,9	-2,4	-2,8	-2,8	-2,7	-2,3	-0,9	-0,4	-0,5	-0,5
Centres de données	0,0	-0,1	-0,2	0,0	0,3	0,6	0,9	1,3	1,7	2,1	2,3
Serres	0,0	-0,1	-0,2	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Réseaux municipaux et Éclairage public	0,0	0,1	-0,5	-0,9	-0,9	-0,9	-1,0	-0,3	0,3	0,2	0,2
Chaînes de blocs ³	0,1	0,3	-0,3	-0,8	-0,7	-0,8	-0,9	-0,1	0,5	0,4	0,4
Industriel	-1,1	-3,4	-1,3	-1,2	-1,0	-0,9	-0,9	-1,9	-1,6	-1,4	-1,0
Dont:											
Industriel PME	-0,2	-0,6	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,5
Industriel grandes entreprises	-1,0	-2,8	-1,0	-1,0	-0,7	-0,6	-0,5	-1,5	-1,2	-0,9	-0,5
Alumineries	-0,4	1,1	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Pâtes et papiers	0,0	-2,2	-1,0	-1,0	-1,0	-0,9	-0,9	-0,8	-0,6	-0,4	-0,2
Pétrole et chimie	-0,1	-0,5	-0,3	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3
Mines	-0,1	-0,4	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Sidérurgie, fonte et affinage	-0,4	-0,5	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1
Autres industriel grandes entreprises	0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	-1,0	-5,6	-4,8	-5,1	-4,4	-3,6	-2,7	-1,1	0,9	1,7	2,4

Notes:

¹ Ventes réelles pour l'année 2019, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Ventes estimées au réel, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs en Réseaux municipaux.

Source : Pièce [B-0106](#), p. 43, tableau 7.2.

Les effets de la pandémie de COVID-19

[102] Le Distributeur soumet que le suivi de la demande réelle depuis le dépôt de l'État d'avancement 2020 permet de constater que cette prévision est toujours d'actualité, en ce qui a trait aux effets de la pandémie de COVID-19, puisque tous les signaux économiques sont demeurés les mêmes⁷³. À cet égard, il résume comme suit le témoignage de son représentant :

à l'égard de l'Option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse ou le chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux.

⁷³ Pièce [B-0178](#), p. 3.

« 7. La pandémie de la COVID-19 est, bien entendu, un événement d'une ampleur peu commune. Toutefois, l'impact à la baisse sur les ventes est compensé par l'électrification et la conversion des carburants fossiles à l'électricité. Les retards dans les grands chantiers du REM, le tramway de Québec et les Maisons des aînés ont un impact peu significatif sur l'ensemble de la prévision.

8. Ainsi, malgré la pandémie, les besoins à approvisionner sont importants sur la période du Plan.

9. Le Distributeur poursuit de façon continue l'amélioration de ses modèles de prévision de la demande :

- Travaux en cours pour mieux capter l'impact du télétravail sur le profil de recharge des véhicules électriques à domicile;
- Travaux en cours visant à définir la consommation théorique de référence sans restriction à l'électricité additionnelle des clients serristes assujettis à l'option »⁷⁴.

3.4.3 PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[103] Pour les motifs détaillés dans les sections précédentes, le Distributeur anticipe une augmentation des besoins en énergie à terme de +2,5 TWh par rapport à la prévision du Plan, pour atteindre 200,4 TWh. Cette prévision tient compte de l'impact favorable de la ligne à haute tension Micoua-Saguenay sur les pertes de transport, qui est estimé à -119 GWh en énergie et à -33 MW en puissance. Le taux de pertes globales anticipé à l'horizon 2029 est de 7,4 %⁷⁵.

[104] La crise sanitaire à laquelle faisait face le Québec en 2020 et la révision du positionnement sur les chaînes de blocs ont contribué à réduire les besoins en puissance d'environ -700 MW par année, pour les hivers 2020-2021 à 2023-2024, par rapport à la prévision du Plan. À l'hiver 2028-2029, l'écart entre les prévisions se résorbe et la prévision des besoins en puissance de l'État d'avancement 2020 rejoint et excède, quoique marginalement, celle du Plan (+28 MW) pour atteindre 41 550 MW.

⁷⁴ Pièce [B-0178](#), p. 3.

⁷⁵ Pièce [B-0106](#), p. 17 et 18.

[105] Les tableaux 9 et 10 présentent, respectivement, les prévisions des besoins en énergie ainsi qu'en puissance, par usage, à la pointe de l'hiver.

TABLEAU 9
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2019 ¹	2020 ²	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ventes Régulières au Québec	170,4	171,6	175,8	178,0	179,8	181,9	182,6	182,2	183,7	185,7	186,2
+ Énergie interruptible	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
+ Effacement Chaînes de blocs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan ³	170,5	171,8	176,0	178,2	180,0	182,0	182,7	182,6	184,0	186,1	186,6
+ Pertes de transport et de distribution	12,4	12,6	13,1	13,2	13,3	13,5	13,5	13,5	13,6	13,8	13,8
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	182,9	184,4	189,2	191,4	193,3	195,5	196,2	196,1	197,7	199,9	200,4
<i>Incluant l'impact des conditions climatiques</i>	<i>187,7</i>	<i>184,5</i>									

Notes:

¹ Ventes réelles pour l'année 2019, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes publiées au 31 juillet 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Inclut un ajustement du facturé/livré et une quantité d'énergie interrompue chez les clients en vertu de contrats de puissance interruptible (Producteur) et de l'option d'électricité interruptible (Distributeur).

Source : Pièce [B-0106](#), p. 44, tableau 7.3.

TABLEAU 10
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR USAGE À LA POINTE DE L'HIVER

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Usages											
Chauffage des espaces Résidentiel	13 930	14 142	14 139	14 318	14 517	14 677	14 820	14 953	15 078	15 194	15 303
Chauffage des espaces Commercial	3 579	3 620	3 592	3 623	3 627	3 625	3 621	3 617	3 611	3 604	3 595
Eau chaude Résidentiel	1 948	1 952	1 970	1 987	2 004	2 025	2 031	2 045	2 060	2 082	2 091
Industriel	8 017	8 294	8 278	8 306	8 323	8 323	8 297	8 005	8 002	8 012	8 018
Centres de données	88	98	101	148	223	311	404	497	591	678	724
Chaînes de blocs	113	162	175	227	238	236	220	205	192	179	168
Serres	76	103	105	156	244	285	300	308	309	310	311
Véhicules électriques	28	47	73	104	146	195	252	317	390	471	559
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres usages	10 192	10 445	10 342	10 522	10 469	10 480	10 552	10 624	10 678	10 699	10 780
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	37 972	38 862	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>											

Notes:

¹ Valeurs normalisées pour les conditions climatiques et autres conditions d'occurrence de la pointe que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.

Source : Pièce [B-0106](#), p. 44, tableau 7.4.

3.4.4 ALÉAS DE LA DEMANDE

[106] L'aléa global en énergie et l'aléa global en puissance ont été revus à la baisse par rapport à ceux du Plan. Ce changement est attribuable à une baisse de l'aléa sur la demande prévue où le risque sur la consommation des grands consommateurs a été revu à la baisse. Le Distributeur a effectué des ajustements méthodologiques afin d'améliorer les cas extrêmes des conditions climatiques dans le calcul des aléas. Toutefois, ce changement n'a pas d'impact significatif sur l'écart-type de l'aléa climatique, tant en énergie qu'en puissance. Les tableaux 11 et 12 présentent respectivement les aléas sur les besoins en énergie de même que sur les besoins en puissance à la pointe de l'hiver⁷⁶.

TABLEAU 11
ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE ÉCART-TYPE

<i>En TWh</i>	2021	2022	2023	2024	2025
Aléa global	3,5	3,8	4,0	4,2	4,4
Aléa sur la demande prévue	2,4	2,8	3,1	3,4	3,6
Aléa climatique	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6

Source : Pièce [B-0106](#), p. 18, tableau 2.1.

TABLEAU 12
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE DE L'HIVER ÉCART-TYPE

<i>En MW</i>	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024
Aléa global	1 620	1 689	1 736	1 777
Aléa sur la demande prévue	522	640	714	797
Aléa climatique	1 534	1 563	1 583	1 588

Source : Pièce [B-0106](#), p. 19, tableau 2.2.

⁷⁶ Pièce [B-0106](#), p. 18.

3.5 POSITION DES INTERVENANTS

[107] L'AQPER est d'avis que la pandémie de COVID-19 aura fort probablement un impact durable sur le comportement des différentes catégories de consommateurs, ce qui pourrait avoir un impact à la hausse sur la demande électrique au Québec à moyen et à long termes. L'intervenante estime également que le Distributeur devrait modifier l'hypothèse des ventes au secteur des chaînes de blocs en maintenant la consommation des clients consommant de l'électricité pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs constante sur la totalité de la durée du Plan⁷⁷.

[108] Selon la FCEI, le Distributeur surestime les besoins à la pointe du secteur serricole. L'intervenante soumet que le ralentissement du secteur du cannabis, tel que le suggère la réduction de la prévision pour la croissance du secteur des serres de cannabis dans l'État d'avancement 2020, devrait tendre vers une diminution des besoins en puissance.

[109] Par ailleurs, bien que le Distributeur indique que les mesures de soutien aux serres ont un impact sur l'augmentation de la demande, la FCEI estime que ce besoin en puissance est modeste, soit de 6,4 MW en lien avec un effacement de 92 % de la demande additionnelle de 80 MW prévue pour les clients à ce tarif. Finalement, les mesures de soutien aux serres sont susceptibles d'entraîner un déplacement de la demande non effaçable vers une demande effaçable parmi les serres déjà prévues au Plan⁷⁸.

[110] Le RNCREQ estime que les scénarios moyens retenus par le Distributeur pour ses prévisions ne sont pas suffisamment fiables et précis pour servir de base à une décision qui autoriserait de nouveaux approvisionnements.

[111] Par ailleurs, dans le cadre de son argumentation, l'intervenant est d'avis qu'il est impossible, à ce stade, de poser un pronostic précis sur la suite des conséquences, économiques et autres, de la pandémie. Il estime que plusieurs éléments d'incertitude subsistent, dont la possibilité d'une nouvelle vague de COVID-19 et l'avenir du télétravail.

⁷⁷ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 3.

⁷⁸ Pièce [C-FCEI-0040](#), p. 1 et 2.

[112] Afin de tenir compte de ces incertitudes, le RNCREQ recommande que, lors de la demande visant l’approbation des caractéristiques d’un nouvel approvisionnement de long terme, le Distributeur justifie en quoi le produit et les caractéristiques recherchés sont appropriés, non seulement à l’égard du scénario moyen de sa prévision mise à jour, mais également à l’égard de ses fourchettes d’encadrement (scénarios fort et faible). Le Distributeur devrait, plus précisément, être en mesure de démontrer que la stratégie qu’il propose constitue la solution à moindre coût pour chacun de ces trois scénarios⁷⁹.

[113] Selon le ROEE, l’État d’avancement 2020 illustre l’importance accrue que le Distributeur accorde aux aléas de la crise sociosanitaire sur les ventes et l’évolution des scénarios de prévision de la demande, ce qui résulte en des prévisions plus réalistes.

[114] Le ROEE reste cependant préoccupé par l’effet d’une crise de l’ampleur de la pandémie de COVID-19 sur les habitudes de vie, le transport et le télétravail, qui aura un impact sur les approches en matière de prévision de la demande. L’intervenant rappelle également que cette crise a retardé certains projets d’envergure au Québec, dont l’impact global mérite d’être étudié.

[115] Dans ce contexte, le ROEE estime qu’il est nécessaire que le Distributeur dépose, lors de l’État d’avancement 2021 du Plan, un portrait minutieux des effets de la crise sur les ventes d’électricité et les besoins en puissance, notamment sur les périodes de pointe et sur les besoins en puissance⁸⁰.

[116] L’UC estime que la prévision de la demande du Distributeur est trop ambitieuse et que l’évaluation de plusieurs éléments de cette prévision devraient être revus à la baisse.

[117] Selon l’intervenante, les impacts de la pandémie de COVID-19 sur le télétravail, la disponibilité d’emplois, l’inflation et l’économie en général pourraient perdurer. L’UC croit que ces facteurs devraient être pris en compte sur le long terme et non seulement de manière temporaire, comme le fait le Distributeur dans son État d’avancement 2020 en ne considérant les impacts de la pandémie que sur l’horizon du Plan.

⁷⁹ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 8 et 9.

⁸⁰ Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 26 et 27.

[118] L'UC estime également que le Distributeur surestime les ventes associées aux véhicules électriques. Elle remet d'abord en cause la révision à la hausse de la prévision des ventes de véhicules électriques dans l'État d'avancement 2020 par rapport à celle du Plan, passant de 635,000 à 931,000 véhicules en 2029, dans le contexte économique actuel.

[119] L'UC remet également en cause la consommation moyenne d'électricité par véhicule électrique utilisée par le Distributeur et soumet que la prévision de la demande relative aux véhicules électriques devrait, de manière conservatrice, être diminuée d'au moins 20 %, ce qui réduirait d'environ 0,6 TWh la demande associée à cet élément.

[120] Enfin, l'UC soumet que la prévision de la demande du Distributeur n'est pas suffisamment fiable, tant en énergie qu'en puissance, pour servir de base à une décision de la Régie afin d'autoriser de nouveaux approvisionnements⁸¹.

3.6 OPINION DE LA RÉGIE

[121] La Régie retient le fait que les prévisions de la demande d'électricité soumises par le Distributeur dans l'État d'avancement 2020 sont toujours d'actualité. Elle note que les données réelles analysées par le Distributeur depuis novembre 2020 dont il fait état dans l'état d'avancement 2021⁸² montrent que ses prévisions performant bien et que les signaux économiques sont encore en lien avec ceux de l'État d'avancement 2020⁸³.

[122] La Régie prend acte des efforts déployés par le Distributeur afin d'améliorer ses modèles de prévision ainsi que leur performance et estime malgré tout que ces modèles pourraient être encore améliorés lors des prochains plans. **Ainsi, la Régie encourage le Distributeur à poursuivre ses efforts d'amélioration de ses modèles de prévision et de la qualité de ses intrants afin que sa prévision présente l'évolution de la demande d'électricité la plus centrée possible.**

⁸¹ Pièce [C-UC-0023](#), p. 4 à 10.

⁸² [État d'avancement 2021](#).

⁸³ Pièces [A-0062](#), p. 32, et [A-0076](#), p. 9.

[123] La Régie prend acte également des travaux entamés par le Distributeur afin d'analyser l'impact à long terme du télétravail sur les comportements de consommation d'électricité de ses clients. Elle retient le fait que les résultats de ces travaux pourraient être intégrés dans la preuve du plan d'approvisionnement 2022-2032. **En conséquence, la Régie demande au Distributeur de faire un suivi quant aux résultats préliminaires ou finaux de ces travaux, lors du dépôt du prochain plan d'approvisionnement. Elle lui demande de traiter, notamment, des éléments suivants :**

- **impact du télétravail sur le profil horaire de consommation d'électricité;**
- **impact du télétravail sur le profil de recharge des véhicules électriques à domicile;**
- **hypothèses retenues tenant compte de ces impacts dans les modèles de prévision de la demande d'électricité;**
- **impact de l'intégration des changements des comportements de consommation des clients dans les modèles de prévision et sur leur qualité de prédiction.**

4. APPROVISIONNEMENT ET STRATÉGIES

4.1 BILAN EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

[124] Depuis le dépôt du Plan, les prévisions des besoins en énergie ont varié pour tenir compte de l'évolution de l'impact de la crise sanitaire provoquée par la pandémie de COVID-19. Le Distributeur a déposé des bilans en énergie et en puissance dans le cadre de sa preuve initiale⁸⁴, de l'État d'avancement 2020⁸⁵ et d'un complément de preuve⁸⁶. Le tableau suivant présente le bilan d'énergie déposé par le Distributeur dans le cadre de l'État d'avancement 2020⁸⁷.

⁸⁴ Pièce [B-0009](#), p. 17 et 18.

⁸⁵ [État d'avancement 2020](#), (pièce B-0106), p. 21 et 22.

⁸⁶ Pièce [B-0114](#), p. 5.

⁸⁷ Pièce [B-0106](#), p. 21.

TABLEAU 13
BILAN EN ÉNERGIE – ÉTAT D’AVANCEMENT 2020

En TWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	189,2	191,4	193,3	195,5	196,2	196,1	197,7	199,9	200,4
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale utilisée	171,2	172,6	173,7	175,2	175,3	175,2	178,0	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,7	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Éolien	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise									
Achats sur les marchés de court terme	0,2	0,6	0,9	1,3	1,6	1,7	3,7	4,9	5,3
• Dont achats en hiver	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5	1,6	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	0,4	2,5	3,3
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	<i>7,6</i>	<i>6,2</i>	<i>5,1</i>	<i>3,7</i>	<i>3,6</i>	<i>3,7</i>	<i>0,9</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

Source : Pièce [B-0106](#), p. 21, tableau 3.1.

[125] Le tableau 14 présente le bilan en puissance déposé par le Distributeur dans le cadre de son complément de preuve. Ce dernier tient compte de la réserve requise pour satisfaire le critère de fiabilité, de même que la capacité de contribution des marchés de court terme.

TABLEAU 14
BILAN EN PUISSANCE : FÉVRIER 2021

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	42 407	43 166	43 643	44 083	44 509	44 627	45 005	45 359	45 717
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
▪ Éolien ⁽¹⁾	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
▪ Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
▪ Petite hydraulique	103	103	103	122	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 367	1 677	1 851	2 205	2 503	2 720	2 753	2 764	2 780
▪ Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
▪ Interventions en gestion de la demande de puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 380	1 413	1 424	1 440
- GDP Affaires	407	325	395	465	470	470	470	470	470
- Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
- Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
- Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
▪ Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	51	55	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise									
Contribution des marchés de court terme	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
Approvisionnement de long terme	0	0	0	0	0	0	0	1 400	1 850

Source : Pièce [B-0114](#), p. 5, tableau 2.1.

[126] Dans le but d'assurer l'équilibre offre-demande et de satisfaire les besoins en puissance et en énergie, le Distributeur a annoncé, lors de l'audience de juillet 2021, son intention de lancer des appels d'offres de long terme. Au cours de cette même audience, la Régie et l'ensemble des participants au dossier prenaient connaissance de deux projets de règlements, publiés dans la Gazette officielle du Québec, prévoyant des appels d'offres pour un bloc de 300 MW d'énergie éolienne et pour un bloc de 480 MW d'énergie renouvelable, lancés au plus tard le 31 décembre 2021.

[127] Dans ses décisions D-2021-173 et D-2021-173R⁸⁸, la Régie a statué sur les caractéristiques des produits recherchés par le Distributeur dans le cadre de ces deux appels d'offres. Les tableaux 15 et 16 illustrent l'impact de ces appels d'offres sur les bilans d'énergie et de puissance.

⁸⁸ Décisions [D-2021-173](#) et [D-2021-173R](#).

TABLEAU 15
CONTRIBUTION EN ÉNERGIE DES APPELS D’OFFRES A/O 2021-01 ET A/O 2021-02

TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Approvisionnements ajoutés	0,00	0,00	0,00	0,00	0,45	5,08	5,09	5,08
300 MW éolien	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,88	0,88	0,88
480 MW renouvelable	0,00	0,00	0,00	0,00	0,36	4,20	4,22	4,20

TABLEAU 16
CONTRIBUTION EN PUISSANCE DES APPELS D’OFFRES A/O 2021-01 ET A/O 2021-02

MW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Approvisionnements ajoutés	0	0	0	0	0	600	600	600
300 MW éolien*	0	0	0	0	0	120	120	120
480 MW renouvelable	0	0	0	0	0	480	480	480

* 40 % de la puissance éolienne installée de 300 MW

Source : Pièce [B-0201](#), p. 10 et 11.

[128] Le Distributeur dispose également de moyens plus flexibles de gestion de la pointe, tels que la GDP et les marchés de court terme.

4.2 GESTION DE LA PUISSANCE

[129] Le Distributeur explique que le bilan en puissance indique l'état des approvisionnements pour la pointe hivernale annuelle prévue, soit l'heure pendant laquelle la consommation d'électricité risque d'être la plus élevée. Dans sa preuve originale, il indique que l'équilibre du bilan de puissance est assuré jusqu'à l'hiver 2024-2025, grâce à des mesures de GDP et à des achats de puissance sur les marchés de court terme⁸⁹.

[130] Dans son complément de preuve du 25 février 2021⁹⁰, le Distributeur reporte l'équilibre du bilan en puissance d'une année, tel que présenté dans le cadre de l'État d'avancement 2020⁹¹ :

⁸⁹ Pièce [B-0005](#), p. 11.

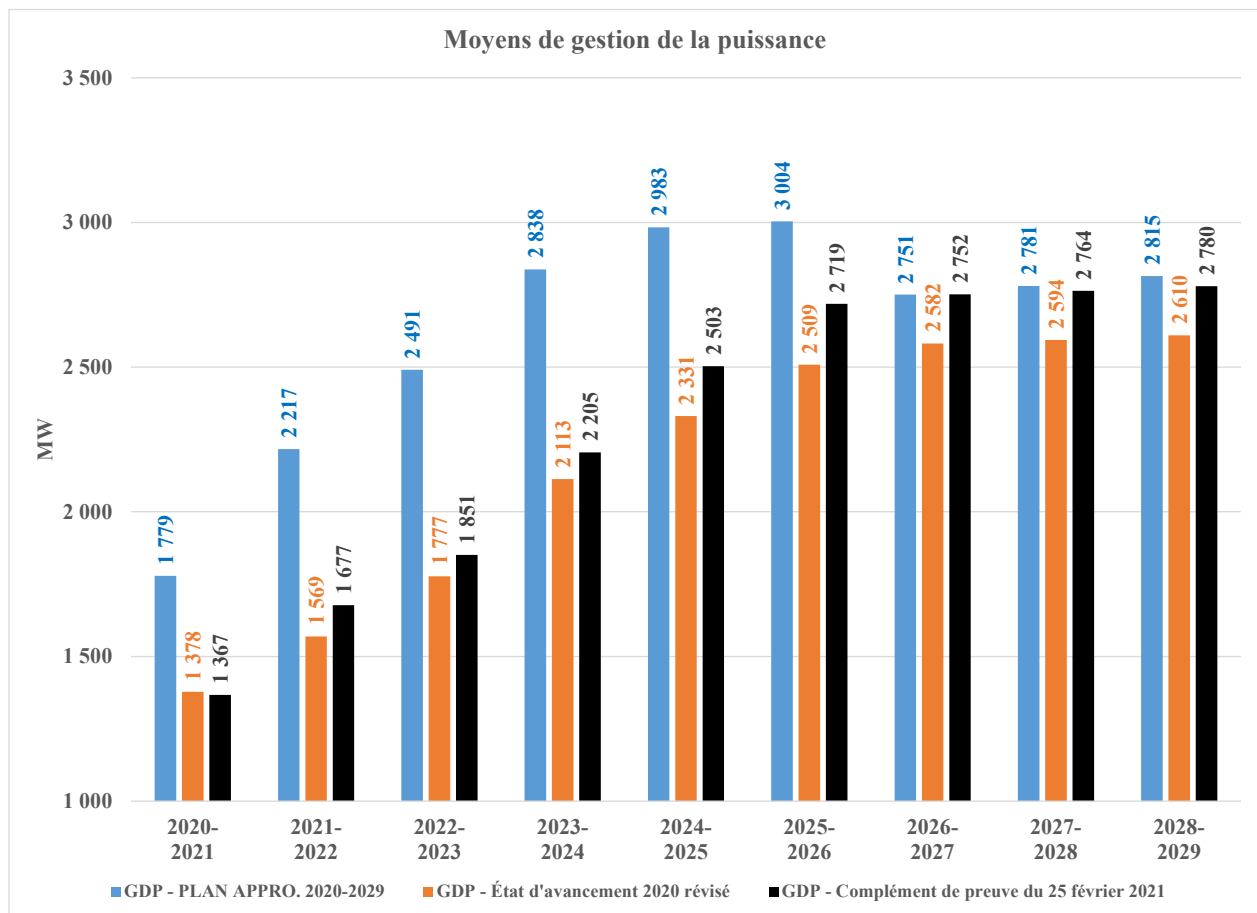
⁹⁰ Pièce [B-0114](#), p. 5.

⁹¹ Pièce [B-0106](#), p. 10.

« Le bilan de puissance montre qu'Hydro-Québec Distribution et Services partagés peut assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en période de pointe jusqu'à l'hiver 2025-2026, grâce notamment à la contribution importante des moyens de gestion de la demande de puissance (GDP) ».

[131] Le graphique suivant présente l'évolution des moyens de gestion de la puissance depuis le dépôt de la preuve initiale du Distributeur.

GRAPHIQUE 1
ÉVOLUTION DES MOYENS DE GESTION DE LA PUISSANCE SUR LA PÉRIODE DU PLAN



Sources : Pièces [B-0009](#), [B-0106](#) et [B-0114](#).

[132] Le Distributeur précise ses intentions de développer des moyens de GDP de la façon suivante :

« Pour compenser la hausse attendue des besoins en puissance, le Distributeur entend prioriser le développement des mesures d'efficacité énergétique, en particulier les mesures de gestion de la demande de puissance (GDP) pour toutes les catégories de clients.

Pour ce faire, il misera notamment sur une nouvelle gamme de produits et services qui seront offerts à compter de 2020 par l'intermédiaire de la filiale Hilo d'Hydro-Québec. L'effacement de la demande en période de pointe sera réalisé au moyen d'outils technologiques qui permettront aux clients de gérer la consommation de certaines charges – principalement le chauffage. Il est prévu que cette nouvelle offre pourrait réduire les besoins en puissance de plus de 600 MW d'ici 2028.

De plus, des modifications sont prévues au programme GDP Affaires et à l'option d'électricité interruptible offerte aux clients industriels, afin de maximiser la contribution de ces mesures au bilan de puissance »⁹². [nous soulignons]

[133] L'offre de Services Hilo inc.⁹³ (Hilo) s'inscrit dans la volonté du Distributeur d'accélérer le développement de la GDP résidentielle. Il propose de développer une nouvelle manière de consommer l'énergie en déplaçant, dans la mesure du possible, la consommation hors des périodes de pointe⁹⁴.

[134] Le Distributeur rappelle, par ailleurs, qu'il considère le service d'Hilo comme une activité structurante pour l'entreprise. Il ajoute :

« [...] la rémunération d'Hilo n'est pas dérivée du seul coût évité. Celui-ci fait partie des éléments permettant de juger du caractère raisonnable du coût de la mesure par rapport aux bénéfices qu'en tire ou en tirera le Distributeur. Pour ces raisons, le Distributeur considère que l'ensemble de ces bénéfices, pécuniaires et non pécuniaires, se compare avantageusement au prix payé pour le service »⁹⁵.

⁹² Pièce [B-0005](#), p. 12. La Régie note que cette pièce a été déposée le 1^{er} novembre 2019, soit avant la décision D-2019-164 portant sur le programme GDP Affaires qu'elle a rendue le 2 décembre 2019. Elle note également que dans les pièces déposées au cours de l'automne 2019, les termes pour référer à l'Option GDP varient. Dans la présente décision, la Régie y réfère comme « Option GDP », mais reprend, lorsque le contexte l'exige, le texte de certaines pièces qui réfèrent au « Programme », au « Programme GDP Affaires » ou à « GDP Affaires ».

⁹³ Pièce [B-0042](#), p. 41, annexe A.

⁹⁴ Pièce [B-0178](#), p. 11.

⁹⁵ Pièce [B-0123](#), p. 9, R.7.2.

[135] Par ailleurs, le Distributeur affirme qu'il ignore le détail des coûts que doit assumer Hilo aux fins de la livraison du produit de gestion de la demande⁹⁶.

[136] Dans son complément d'information du 1^{er} novembre 2019 déposé au soutien de la Demande, avec le Plan, le Distributeur précise que la contribution en puissance prévue pour Hilo totaliserait 621 MW d'ici 2028-2029 et proviendrait du contrôle des charges de chauffage résidentiel. Les charges de chauffage de l'eau pourraient s'ajouter, selon la disponibilité d'un produit répondant aux critères antilégionelle. Des offres pour les clients commerciaux, industriels et institutionnels seraient également ajoutées⁹⁷.

[137] Dans son complément de preuve du 13 décembre 2019, le Distributeur explique le contexte et la nature de sa relation d'affaires avec l'agrégateur Hilo :

« [...] 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.

[...] 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 »⁹⁸.

[138] Ainsi, le rôle du Distributeur consiste à définir ses besoins d'effacement de puissance, pendant les périodes de pointe du matin et du soir, et à émettre à l'agrégateur Hilo des avis pour des événements de GDP. Le choix des technologies et leur rythme de déploiement sont du ressort d'Hilo. Les réductions de puissance pourront provenir du contrôle des charges de chauffage ou de toute autre source⁹⁹.

⁹⁶ Pièce [B-0111](#), p. 13.

⁹⁷ Pièce [B-0009](#), p. 21.

⁹⁸ Pièce [B-0017](#), p. 6.

⁹⁹ Pièce [B-0017](#), p. 7.

[139] Le Distributeur dépose, sous pli confidentiel¹⁰⁰ et en version caviardée¹⁰¹, le contrat de service qui le lie à l'agrégateur Hilo (le Contrat de service), qui décrit, notamment, la rémunération de l'agrégateur Hilo, ainsi que la convention cadre¹⁰² le liant à la filiale d'Hydro-Québec (la Convention cadre). Le Distributeur ne soumet toutefois pas ces contrats à l'approbation de la Régie.

[140] Relativement à l'article 4 du Contrat de service, qui stipule que « [t]oute rémunération de l'Agrégateur au présent Contrat est sujette à l'approbation auprès de la Régie de l'énergie de la demande budgétaire du Distributeur », le Distributeur souligne que l'entente a été signée en octobre 2019, soit avant l'entrée en vigueur de la *Loi visant à simplifier le processus d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*¹⁰³ (Loi sur la simplification). À cette époque, le Distributeur devait faire approuver ses budgets par la Régie sur une base annuelle. Il mentionne qu'il s'agit là de l'unique lecture possible de cet article.

[141] Par ailleurs, il souligne que « [l]a nature de la relation entre Hilo et le Distributeur n'a donc pas le formalisme et la rigidité de la relation standard entre un client et un fournisseur »¹⁰⁴, et qu'il effectue un suivi étroit des activités d'Hilo¹⁰⁵. Il explique son recours à une filiale par le désir de bénéficier d'une plus grande efficacité et souplesse, tout en conservant l'activité exercée par Hilo et son expertise dans le giron d'Hydro-Québec¹⁰⁶. Il ajoute qu'un affilié est plus à même de satisfaire à ses exigences en termes de mégawatts effacés et de fiabilité du réseau qu'une entreprise externe. Il indique que la question de la sécurité et de la confidentialité des données est également au cœur de sa décision de confier ce mandat à un affilié.

[142] Le Distributeur définit Hilo comme le déploiement d'une infrastructure technologique en aval du compteur et souligne que cette activité est traditionnellement à l'extérieur des limites du périmètre des activités réglementées, selon une lecture littérale de l'article 2 de la Loi, puisque le « réseau de distribution d'électricité » y est défini comme suit (en ce qui a trait au réseau intégré) :

¹⁰⁰ Pièce B-0058, sous pli confidentiel.

¹⁰¹ Pièce [B-0042](#), p. 55.

¹⁰² Pièce [B-0042](#), p. 43.

¹⁰³ [LQ 2019, c. 27](#).

¹⁰⁴ Pièce [B-0178](#), p. 13, par. 52.

¹⁰⁵ Pièce [A-0061](#), p. 218.

¹⁰⁶ Pièces [B-0178](#), p. 12, par. 50, et [A-0076](#), p. 28.

« l'ensemble des installations destinées à la distribution d'électricité à partir de la sortie des postes de transformation, y compris les lignes de distribution à des tensions de moins de 44 kV ainsi que tout l'appareillage situé entre ces lignes et les points de raccordement aux installations des consommateurs (...) »¹⁰⁷.

[143] Le Distributeur soumet que, pour cette raison, les activités d'Hilo pourraient être considérées comme non règlementées¹⁰⁸. Cependant, il reconnaît, en audience¹⁰⁹ et dans son argumentation¹¹⁰, que les activités de conception et de développement de programmes de GDP et leur déploiement peuvent faire partie de ses responsabilités. Il précise que cela n'exclut pas qu'elles puissent être imparties, en tout ou en partie, pour des raisons diverses qui relèvent de sa gestion interne, et que c'est déjà l'approche qu'il utilise pour certaines activités comme, par exemple, la maîtrise de la végétation ou le plantage de poteaux.

[144] Selon le Distributeur, ces activités font partie de son coût de service et la Régie peut procéder à leur examen aux fins de la détermination de la pertinence des dépenses qu'il encourt.

[145] Par ailleurs, le Distributeur soumet que l'obligation de procéder à un appel d'offres, selon la procédure prévue à l'article 74.1 de la Loi, vise les contrats d'approvisionnement en électricité requis afin de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale, et que tel n'est pas le cas avec Hilo.

[146] Il explique que Hilo est un agrégateur et que le service qu'elle rend au Distributeur vise une économie dans l'utilisation des ressources énergétiques présentement disponibles chez les clients du Distributeur et à reporter le recours à un appel d'offres pour l'acquisition d'approvisionnements de long terme¹¹¹.

[147] En conséquence, il soumet que le Contrat de service ne constitue pas un « *contrat d'approvisionnement en électricité* » au sens de la Loi.

¹⁰⁷ Pièce [B-0178](#), p. 13, par. 56.

¹⁰⁸ Pièce [B-0178](#), p. 13.

¹⁰⁹ Pièce [A-0064](#), p. 63.

¹¹⁰ Pièce [B-0178](#), p. 16, par. 74.

¹¹¹ Pièce [B-0178](#), p. 15.

[148] Il soumet que le produit Hilo vise l'atteinte des mêmes objectifs que l'ancien programme GDP Affaires. Il précise que les services offerts par Hilo et par la GDP Affaires sont tous les deux des produits de GDP et ont une contribution en puissance marginale, dérivée des sources d'approvisionnement existantes, qui permettent de contribuer à repousser le recours à de nouveaux appels d'offres.

[149] À cet égard, il réfère à la décision D-2019-164¹¹² de la Régie et soumet qu'il s'agit de produits de puissance « *résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants* », qui sont donc « *extrait[s] des ressources déjà disponibles* »¹¹³. Il souligne que la Régie a indiqué que le simple fait qu'il s'agisse d'un produit extrait des ressources déjà disponibles suffit pour justifier l'exemption du programme GDP Affaires de la procédure d'appel d'offres. Selon le Distributeur, ce constat de la Régie s'applique *mutatis mutandis* au service offert par Hilo.

[150] Le Distributeur précise que le fait que le service provienne d'une entreprise affiliée ne change en rien la nature du service rendu, puisqu'il s'agit d'effacement ou d'interruption à la pointe des participants, extrait des ressources déjà disponibles.

[151] Par ailleurs, le Distributeur affirme que, peu importe les technologies développées par Hilo dans le cadre du Contrat de service pour la clientèle résidentielle, la rétribution par kW effacé demeure la même. Il soutient qu'il rémunère un service et non des mesures¹¹⁴. Il souligne que le mandat d'Hilo vise l'effacement ou le déplacement de la puissance et qu'elle n'a pas de mandat en efficacité énergétique : elle développe des technologies, non pas en efficacité énergétique, mais bien en gestion de la puissance¹¹⁵.

[152] Le Distributeur indique qu'Hilo dispose de la latitude nécessaire pour exploiter le potentiel des différents segments de la clientèle résidentielle¹¹⁶. Il précise :

« La mobilité électrique, le stockage intelligent et l'autoproduction solaire pourraient permettre de gérer plus efficacement la demande de puissance du Distributeur en période de pointe. Conséquemment, ces technologies peuvent être

¹¹² Dossier R-4041-2018, décision [D-2019-164](#), p. 54.

¹¹³ Pièce [B-0178](#), p. 15, par. 67.

¹¹⁴ Pièce [B-0092](#), p. 64.

¹¹⁵ Pièce [A-0061](#), p. 66.

¹¹⁶ Pièce [B-0092](#), p. 64.

utilisées par Hilo dans le cadre du contrat de service existant ou dans ceux à venir »¹¹⁷.

[153] Selon le Distributeur, la situation d'Hilo est assimilable à celle des agrégateurs qui participaient à la GDP Affaires, alors que cette dernière était toujours qualifiée de programme. Il s'agit, pour Hilo, d'utiliser les capacités d'effacement de clients existants du Distributeur. Il précise qu'Hilo est responsable des choix de technologies, d'usages, de segments de clients ou types d'habitation visés pour atteindre les cibles de réduction de puissance convenues avec lui. L'usage du chauffage de l'espace a été visé prioritairement par Hilo. D'autres usages seront visés ultérieurement, dont les chauffe-eau (parc existant et nouveau), dans le respect du critère antilégionnelle, ou encore la mobilité électrique. Il confirme également qu'Hilo travaille actuellement à l'élaboration d'une offre pour le contrôle de chauffe-eau répondant aux critères antilégionnelles¹¹⁸.

[154] En lien avec le prix prévu au Contrat de service, le Distributeur indique que c'est à partir de ses propres exigences pour le service de GDP dans le marché résidentiel qu'Hilo a déterminé le montant (\$/kW) minimum requis pour fournir ce service et rentabiliser ses opérations¹¹⁹.

[155] Le Distributeur affirme qu'il a jugé que le prix déterminé par Hilo était raisonnable. Il souligne qu'il s'est appliqué à obtenir un prix représentatif des coûts évités de long terme et qu'il travaille à estimer les bénéfices pour le réseau et les bénéfices environnementaux, plus difficilement quantifiables à ce stade, mais rendus possibles par les technologies mises en place par Hilo¹²⁰.

[156] Par ailleurs, le Distributeur précise qu'il ne demande aucune reconnaissance des coûts, aux fins de la fixation des tarifs, dans le cadre du présent dossier. Un tel exercice aura lieu à l'occasion de sa demande tarifaire 2025-2026¹²¹. Il mentionne que, dans le cadre du dossier tarifaire 2025-2026, « [...] la Régie pourra procéder à un examen détaillé, un examen poussé des activités qui sont reliées à la prestation des services, incluant si ces activités-là sont réalisées par une filiale, comme Hilo »¹²². Il précise :

¹¹⁷ Pièce [B-0092](#), p. 64, R.13.6.

¹¹⁸ Pièce [B-0111](#), p. 18.

¹¹⁹ Pièce [B-0111](#), p. 15.

¹²⁰ Pièce [B-0024](#), p. 48.

¹²¹ Pièce [B-0178](#), p. 19.

¹²² Pièces [A-0076](#), p. 43 à 46, et [B-0178](#), p. 16 et 17, par. 74 à 80.

« 90. Le Distributeur rappelle tout d'abord que la présente demande n'est pas de nature tarifaire. Le Distributeur ne demande aucune reconnaissance des coûts aux fins de la fixation des tarifs. Un tel exercice aura lieu à l'occasion de la demande tarifaire 2025-2026. Un tel exercice aura également lieu alors qu'Hilo aura gagné quelques années d'expérience et que l'on aura un portrait plus clair de son évolution.

91. Il ne s'agit donc pas, pour la présente formation, de porter un jugement sur le prix ou de reconnaître celui-ci.

92. Tel qu'il ressort des témoignages des témoins du Distributeur, beaucoup de choses peuvent encore évoluer d'ici 2024. Le Distributeur déposera à l'occasion de sa demande tarifaire pour 2025-2026 une preuve justifiant le budget requis pour le service fourni par Hilo [...] »¹²³.

[157] Enfin, le Distributeur soumet que le service fourni par Hilo ne peut être considéré comme un tarif d'électricité. Il précise :

« [...] Le « client », suivant les Tarifs d'électricité, doit être titulaire d'un ou de plusieurs abonnements. Un « abonnement » est le contrat conclu entre un client et Hydro-Québec pour le service et la livraison d'électricité. Or, Hilo est un agrégateur »¹²⁴.

4.2.1 POSITION DES INTERVENANTS

[158] L'AHQ-ARQ soumet que le Distributeur sous-estime le potentiel de la tarification dynamique, ce qui implique le recours à des moyens d'approvisionnement plus coûteux¹²⁵. En effet, l'intervenant évalue le potentiel de la tarification dynamique à 400 MW plutôt qu'à 189 MW, à l'hiver 2028-2029¹²⁶.

¹²³ Pièce [B-0178](#), p. 19.

¹²⁴ Pièces [A-0076](#), p. 37, et [B-0178](#), p. 16, par. 73.

¹²⁵ Pièce [C-AHQ-ARQ-0059](#), p. 2.

¹²⁶ Pièce [C-AHQ-ARQ-0046](#), p. 63 et 64.

[159] L’AHQ-ARQ recommande de ne retenir aucune valeur au bilan de puissance pour l’agrégateur Hilo. L’intervenant recommande également que la Régie avise le Distributeur qu’elle ne reconnaîtra pas la rémunération consentie à l’agrégateur Hilo en vertu du Contrat de service, en raison de l’utilisation inappropriée des signaux de coûts évités à long terme sur l’horizon de court terme, en contravention de la décision D-2019-164 de la Régie¹²⁷.

[160] Selon l’AHQ-ARQ, la Convention cadre¹²⁸ prévoit que le Distributeur requière des services de GDP pour limiter le prix de l’électricité offert à sa clientèle, en évitant ou repoussant les coûts de nouveaux approvisionnements en électricité sur le long terme. Or, l’intervenant soumet que cet objectif n’est valide que dans la mesure où les moyens de gestion sont moins chers que ces nouveaux approvisionnements, ce qui ne semble pas être le cas, si le coût évité de long terme en puissance est surévalué¹²⁹.

[161] L’AHQ-ARQ soumet également qu’étant donné les caractéristiques des moyens de gestion de la puissance et, en particulier, le coût de puissance par kilowatt effectivement effacé, la Régie devrait demander au Distributeur de prioriser les moyens, dans l’ordre suivant :

- marchés de court terme;
- électricité interruptible;
- tarification dynamique – crédit hivernal;
- tarification dynamique – tarifs Flex;
- programme GDP Affaires¹³⁰.

[162] En audience, l’AHQ-ARQ souligne que bien qu’il n’ait pas traité du recours à Hilo du point de vue légal (notamment en ce qui a trait à la procédure d’appel d’offres), cela ne signifie pas qu’il ne partage pas l’opinion ou les craintes exprimées par plusieurs à cet égard. Il précise qu’il a voulu présenter une analyse essentiellement économique en lien avec le domaine de son expert¹³¹.

¹²⁷ Pièce [C-AHQ-ARQ-0046](#), p. 67 à 69.

¹²⁸ Pièce [B-0042](#), p. 45, annexe A, Convention cadre, p. 2, quatrième Attendu.

¹²⁹ Pièce [C-AHQ-ARQ-0046](#), p. 68.

¹³⁰ Pièce [C-AHQ-ARQ-0046](#), p. 9.

¹³¹ Pièce [A-0076](#), p. 176.

[163] L'intervenant souligne que la livraison des services serait encadrée par la Convention cadre, sujette à l'approbation de la Régie, et par le Contrat de service d'une durée de 10 ans, à compter de l'hiver 2019-2020, dont la rémunération est sujette à l'approbation de la Régie. Il soumet que, malgré le fait que de telles approbations de la Régie soient requises dans la Convention cadre et le Contrat de service¹³², le Distributeur n'a pas déposé ces documents avec sa preuve initiale et n'a pas requis ces approbations dans le cadre de la Demande¹³³.

[164] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de ne pas approuver la Convention cadre. Subsidiairement, si la Régie devait l'approuver, l'intervenant formule des commentaires sur certains de ses articles. Notamment, il souligne que l'article 8.3 mentionne que le service à la clientèle fourni par Hilo doit répondre au même standard de qualité que celui du Distributeur, sans qu'aucune référence à ce standard ne soit incluse dans cet article. L'AHQ-ARQ relève également des lacunes dans la rédaction d'articles de la Convention cadre et du Contrat de service et soumet que cela peut en indiquer le caractère brouillon¹³⁴.

[165] L'AQCIE-CIFQ soutient, dans le cadre de son argumentation, que l'octroi du Contrat de service sans appel d'offres suffit en soi pour justifier l'exclusion de ce moyen d'approvisionnement du bilan de puissance de même que celle de la rémunération prévue à ce contrat des revenus requis, dans le cadre du prochain dossier tarifaire¹³⁵.

[166] L'intervenant soutient également que les plans d'approvisionnement, soumis à tous les trois ans, jouent un rôle important dans le processus de surveillance des opérations du Distributeur par la Régie visant à s'assurer des approvisionnements suffisants en tout temps et selon un juste tarif. Il souligne que cette dernière fonction du plan d'approvisionnement a pris davantage d'importance depuis que les tarifs du Distributeur ne sont fixés qu'une fois aux cinq ans par la Régie¹³⁶.

[167] Après comparaison avec les appuis financiers versés dans le cadre de l'OÉI et de l'option GDP, l'AQCIE-CIFQ est d'avis que la rémunération versée à l'agrégateur Hilo n'est pas justifiée¹³⁷.

¹³² L'AHQ-ARQ réfère à l'article 4 de la Convention cadre et du Contrat de service.

¹³³ Pièce [C-AHQ-ARQ-0046](#), p. 66.

¹³⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0046](#), p. 9 et 70 à 72.

¹³⁵ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 13 et 14.

¹³⁶ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 14.

¹³⁷ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 14, par. 59.

[168] L'intervenant recommande aussi que les quantités de MW effacés par l'intermédiaire d'Hilo, tel que planifiées au bilan en puissance, soient remplacées par une plus grande bonification des autres moyens de gestion de puissance, afin que ces derniers atteignent leur pleine capacité¹³⁸.

[169] Selon l'intervenant, le fait que les consommateurs n'aient pas à assumer cette rémunération dans leurs tarifs avant l'année visée par le prochain dossier tarifaire ne constitue pas un motif suffisant pour attendre avant d'exiger du Distributeur qu'il s'abstienne d'avoir recours à Hilo :

« Il ne faut pas attendre que le programme de gestion de puissance résidentielle d'Hilo soit encore davantage implanté auprès de la clientèle du Distributeur avant de soulever son illégalité (absence d'appel d'offres) et d'exposer Hilo à des réductions de rémunération qui risquent de mettre en péril l'exécution de ses engagements face à la clientèle. Attendre le prochain dossier tarifaire dans ce contexte est susceptible de mettre la Régie devant une situation de fait accompli alors qu'elle peut dès maintenant mitiger les impacts sur la clientèle [...] »¹³⁹.

[170] L'AQCIE-CIFQ est d'avis que le service fourni par Hilo en vertu du Contrat de service¹⁴⁰ est assujéti à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi¹⁴¹.

[171] Selon l'intervenant, la situation diffère de celle qui a été examinée par la Régie dans le cadre du dossier relatif au programme GDP Affaires¹⁴², où le programme de gestion de la puissance en cause constituait plutôt une « offre tarifaire » du Distributeur auprès de sa clientèle et n'impliquait pas la conclusion d'un contrat de service entre le Distributeur et un fournisseur de mégawatts effacés. Il relève que, dans le cas du Contrat de service, il n'y a pas de lien direct entre le Distributeur et sa clientèle eu égard à un appui financier de type tarifaire en relation avec l'effacement en puissance.

¹³⁸ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 15.

¹³⁹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 15.

¹⁴⁰ L'intervenant réfère à la Convention cadre et au Contrat de service comme le « contrat de service » dans le cadre de ses représentations.

¹⁴¹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 11 à 14, par. 40 à 53.

¹⁴² Dossier R-4041-2018.

[172] L'AQCIE-CIFQ soumet que l'article 74.1 de la Loi assujettit les « *contrats d'approvisionnement en électricité* » à l'obligation de procéder à un appel d'offres (sauf exceptions). En l'espèce, l'intervenant indique que le Contrat de service vise l'acquisition d'un « *volume* » de mégawatts d'effacement.

[173] Il réfère aux définitions des expressions « *contrat d'approvisionnement en électricité* » et « *fournisseur d'électricité* » à l'article 2 de la Loi et soumet qu'Hilo devrait être considérée comme un « *producteur* » ou du moins un « *négociant* » qui « *fournit de l'électricité* », en évitant d'adopter une interprétation « *indûment littérale* » de la définition de « *fournisseur d'électricité* », si cette définition s'applique à la notion de « *contrat d'approvisionnement en électricité* ».

[174] Selon l'AQCIE-CIFQ, il est beaucoup plus logique et cohérent de retenir une interprétation large de l'action de « *fournir de l'électricité* » définissant un « *fournisseur d'électricité* », dans l'hypothèse où il s'agit du seul type de fournisseur pouvant être partie à un « *contrat d'approvisionnement en électricité* », de manière à inclure les entreprises qui fournissent des mégawatts effacés. Il avance que cette interprétation donne un sens raisonnable aux mots « *fournir de l'électricité* » et s'avère plus compatible avec l'intention du législateur ainsi qu'avec l'objet et l'économie de la Loi.

[175] En conséquence, l'intervenant recommande à la Régie de déclarer qu'un contrat de service GDP visant à obtenir un volume d'effacement en puissance est assujetti à la procédure d'appel d'offres selon l'article 74.1 de la Loi et, pour ce motif, qu'Hilo ne peut être identifiée au bilan de puissance comme moyen fiable d'approvisionnement. En conséquence, la rémunération prévue au Contrat de service ne pourra pas faire partie des revenus requis dans le cadre du prochain dossier tarifaire¹⁴³.

[176] Selon l'AQPER, le service fourni par Hilo ne peut être considéré comme un simple moyen de gestion de la demande, comme l'est le programme GPD Affaires, la nature même de ce service étant, selon l'intervenante, la vente de puissance au Distributeur. Elle soumet qu'Hilo doit plutôt être considérée comme un fournisseur d'électricité¹⁴⁴.

¹⁴³ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 14.

¹⁴⁴ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 27 à 32, par. 60 à 70.

[177] L'AQPER mentionne qu'Hilo est une nouvelle source d'approvisionnement fournissant des services pour satisfaire les besoins québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale.

[178] Elle soumet que ces services doivent être considérés comme une activité réglementée de distribution d'électricité. Elle soumet également que le contrat conclu entre le Distributeur et Hilo est un contrat d'approvisionnement au sens de la Loi et qu'en vertu de celle-ci, les contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale doivent faire l'objet d'un processus d'appel d'offres¹⁴⁵.

[179] Selon l'AQPER, le Distributeur interprète la Loi en sa faveur afin de soustraire Hilo à la juridiction de la Régie lorsqu'il précise que son emploi du terme « *approvisionnement* », en référence au service fourni par Hilo, est de nature générique et non en lien avec la définition de « *contrat d'approvisionnement* » contenue à la Loi¹⁴⁶.

[180] L'AQPER soutient que le service fourni par Hilo est un moyen d'approvisionnement par lequel un tiers fournit de la puissance au Distributeur, suivant entente et contre rémunération. Elle soumet que cette entente constitue un contrat d'approvisionnement au même titre que les contrats de base et cyclable que le Distributeur a conclus avec le Producteur à la suite du processus d'appel d'offres¹⁴⁷.

[181] L'intervenante soumet que les services d'Hilo ne sont pas indépendants des services d'électricité fournis par le Distributeur puisqu'ils contribuent directement à l'exercice, par ce dernier, de son droit exclusif de distribution d'électricité et de son obligation de desservir. Elle précise que ces services servent à satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale et sont directement reliés au processus de distribution d'électricité du Distributeur, car ils reportent l'acquisition d'approvisionnements de long terme par ce dernier. Elle ajoute que ces services ne peuvent être abandonnés sans aucune conséquence sur la prestation de service du Distributeur. Par conséquent, l'intervenante conclut que les services offerts par Hilo doivent être considérés comme une activité réglementée de distribution d'électricité¹⁴⁸.

¹⁴⁵ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 6 à 10, par. 13 à 23.

¹⁴⁶ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 10 à 12, par. 24 à 26.

¹⁴⁷ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 13.

¹⁴⁸ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 13 à 19, par. 29 à 42.

[182] Dans cette optique, l'AQPER met également en cause qu'Hilo, malgré son statut de filiale en propriété exclusive d'Hydro-Québec, puisse offrir des services liés à la distribution d'électricité, à la lumière de l'article 29 de la *Loi sur Hydro-Québec*¹⁴⁹ (LHQ).

[183] Par ailleurs, l'AQPER soumet qu'il ressort clairement de la Loi et de la réglementation qui en découle, que tout contrat d'approvisionnement en électricité doit être approuvé par la Régie¹⁵⁰. Elle ajoute que les objectifs visés à l'article 74.1 de la Loi sont clairs, soit que le législateur a voulu favoriser le traitement équitable et impartial des fournisseurs et seule une exemption légale devrait permettre de passer outre à cette disposition. Elle soumet qu'en octroyant un contrat d'approvisionnement à Hilo, filiale non réglementée, le Distributeur fait fi de ces principes. De l'avis de l'AQPER, la Régie devrait rejeter la Convention cadre et le Contrat de service, vu le non-respect, par le Distributeur, de l'obligation de procéder par appel d'offres pour l'ensemble des services proposés¹⁵¹.

[184] En ce qui a trait au prix convenu entre le Distributeur et Hilo pour les services fournis par cette dernière, l'AQPER soumet que le fait de procéder par une entente de gré à gré pour la fourniture de puissance et d'énergie plutôt que par un appel d'offres ne permet pas à la Régie de déterminer si le prix payé pour les services d'Hilo est véritablement le plus bas. La Régie va devoir juger de son caractère raisonnable, sans avoir de comparatifs réels résultant d'un processus ouvert, équitable et transparent¹⁵².

[185] En audience, l'AQPER souligne la mention, par le Distributeur, d'agrégateurs potentiels¹⁵³ et d'un marché en émergence. Elle énonce ce qui suit :

*« En l'absence d'un processus compétitif, comment voulez-vous ou comment pouvez-vous être satisfaits que l'approvisionnement qu'offre Hilo se fasse dans un objectif de minimiser les coûts autant que possible et qu'ultimement, cela se traduira par des tarifs justes et raisonnables pour la clientèle du Distributeur et par un rendement raisonnable pour le Distributeur [...] Hydro-Québec veut ni plus ni moins, à notre avis, s'accaparer un segment du marché, soit celui des agrégateurs de charges au détriment de toute compétition. Une fois le monopole Hilo bien établi, il n'y aura plus de compétition au Québec »*¹⁵⁴.

¹⁴⁹ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 38 et 39; *Loi sur Hydro-Québec*, [RLRQ, c. H-5](#).

¹⁵⁰ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 34 à 38, par. 76 à 78.

¹⁵¹ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 40 et 41.

¹⁵² Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 41, par. 89.

¹⁵³ Pièce [A-0076](#), p. 256.

¹⁵⁴ Pièce [A-0076](#), p. 261. Voir également la pièce [C-AQPER-0044](#), p. 42 à 46, par. 90 à 99.

[186] L'AQPER est d'avis que le Distributeur n'a pas démontré que la rémunération demandée par l'agrégateur Hilo est juste, raisonnable et comparable à la rémunération offerte pour des produits similaires offerts dans d'autres juridictions du nord-est de l'Amérique du Nord¹⁵⁵. De plus, elle soutient que les coûts évités en transport et distribution ne doivent pas être considérés pour établir cette rémunération. Elle souligne à cet égard que le réseau doit être en mesure de répondre aux besoins de la pointe, indépendamment de la présence de l'agrégateur Hilo¹⁵⁶.

[187] Par ailleurs, l'intervenante souligne qu'Hilo ne prend aucun engagement de long terme envers le Distributeur en ce qui a trait à la réduction de puissance. Afin d'éliminer les risques que l'effacement ne soit pas au rendez-vous lorsque nécessaire, le Distributeur devrait, selon l'AQPER, procéder par appel d'offres afin de tenter d'obtenir un contrat d'approvisionnement plus avantageux pour sa clientèle¹⁵⁷.

[188] En conclusion, l'AQPER demande à la Régie de reconnaître que la contribution d'Hilo au bilan de puissance est un approvisionnement en électricité post-patrimoniale devant être octroyé par appel d'offres. À son avis, l'approbation de la Convention cadre et du Contrat de service créerait un précédent et aurait pour effet de mettre la Régie devant un fait accompli au moment d'intégrer les coûts du service obtenu de l'agrégateur Hilo dans les revenus requis du Distributeur en 2025. Elle considère que l'agrégation des charges est un projet intéressant, mais que rien n'oblige à tenir ce projet à l'écart de la réglementation applicable, au détriment de l'ensemble de la clientèle¹⁵⁸.

[189] Selon la FCEI, en procédant de gré à gré, le Distributeur ne s'est pas assuré de la compétitivité de l'offre de l'agrégateur Hilo en matière de prix, non plus qu'en matière de technologie offerte. L'intervenante souligne que le Distributeur a confirmé payer ce que l'agrégateur Hilo avait demandé, mais elle est d'avis que le Distributeur ne peut juger du caractère concurrentiel de ce prix, puisqu'il ne connaît pas la structure de coûts d'Hilo¹⁵⁹.

¹⁵⁵ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 44, par. 96 et p. 47, par. 102.

¹⁵⁶ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 47, par. 103.

¹⁵⁷ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 46 et 47, par. 100 et 101.

¹⁵⁸ Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 48.

¹⁵⁹ Pièce [C-FCEI-0040](#), p. 9 à 11, par. 42 à 45.

[190] La FCEI rappelle que, selon les termes employés par le Distributeur, le prix annuel de la puissance prévu au Contrat de service est représentatif des coûts évités de long terme, incluant la fourniture, le transport et la distribution. Or, l'intervenante estime que :

« 51. [...] les coûts évités de long terme ne seront pas applicables avant 2024-2025 dans le meilleur des cas, et potentiellement pas avant 2027-2028, voire au-delà »¹⁶⁰.

[191] La FCEI note également que la portion de la rémunération d'Hilo, basée sur le nombre de clients, pourrait amener le Distributeur à payer pour une clientèle d'Hilo qui ne contribue que très peu, voire pas du tout, à la réduction du besoin en puissance¹⁶¹.

[192] La FCEI relève que le Distributeur n'a pas fait d'analyse économique pour établir la valeur des bénéfices non pécuniaires identifiés, soit la valeur de l'image de marque de l'entreprise, les invitations à une meilleure gestion de la consommation et le rayonnement stratégique de l'entreprise¹⁶².

[193] L'intervenante constate que le Contrat de service prévoit que le Distributeur acquière toute la réduction de puissance rendue disponible par l'agrégateur Hilo jusqu'à concurrence des cibles fixées. À l'opposé, l'agrégateur Hilo s'engage à un niveau de réduction annuel, mais ne prend aucun engagement à long terme. L'intervenante note également que le Distributeur a confirmé qu'il ne pouvait développer des mesures qui entreraient en compétition avec Hilo. Elle conclut que le Distributeur est donc lié à Hilo, que le déploiement des mesures se déroule bien ou non¹⁶³.

[194] Par ailleurs, la FCEI estime que dans le cadre du prochain dossier tarifaire, en 2025, il pourrait être très difficile, voire impossible, de réduire la rémunération d'Hilo, même si elle était jugée excessive. Elle ajoute qu'Hilo disposera alors d'une structure technologique et d'un lien avec ses clients qu'il sera difficile de briser et de remplacer avant plusieurs années. En pratique, selon la FCEI, ceci rend le Distributeur dépendant des services d'Hilo¹⁶⁴.

¹⁶⁰ Pièce [C-FCEI-0040](#), p. 11.

¹⁶¹ Pièce [C-FCEI-0040](#), p. 12, par. 56.

¹⁶² Pièce [C-FCEI-0040](#), p. 13.

¹⁶³ Pièce [C-FCEI-0040](#), p. 14.

¹⁶⁴ Pièce [C-FCEI-0040](#), p. 15 et 16, par. 80 à 87.

[195] La FCEI recommande donc à la Régie de ne pas reconnaître l'apport de l'agrégateur Hilo au Plan.

[196] Selon le RNCREQ, lors de la comparaison des différentes options d'approvisionnement, l'application des principes de développement durable confère un avantage marqué aux solutions de GDP¹⁶⁵.

[197] Cependant, il questionne le choix du Distributeur de s'en remettre à Hilo pour le développement de la GDP résidentielle :

« Quand et comment le Distributeur a-t-il conclu qu'il était davantage dans l'intérêt de ses consommateurs réglementés d'absorber les coûts impliqués par l'approche d'Hilo, [...] plutôt que par le modèle d'affaires exploité par Sinope (et ses concurrents), basé sur la tarification dynamique? Selon le RNCREQ, le plan d'approvisionnement est le forum approprié pour débattre de l'opportunité de l'une et l'autre de ces approches. Il déplore que le Distributeur ait plutôt choisi de placer la Régie et les participants devant le fait accompli que représente son entente avec Hilo »¹⁶⁶.

[198] Par ailleurs, le RNCREQ recommande que la Régie confirme que le Distributeur demeure responsable de l'exploitation du plein potentiel de la GDP. Cette responsabilité implique, notamment, selon l'intervenant, une reddition de compte complète et détaillée sur l'évolution des programmes de GDP de l'agrégateur Hilo ainsi que l'obligation, pour le Distributeur, de mettre sur pied ses propres programmes ou de faire appel à un autre fournisseur ou agrégateur, si les programmes d'Hilo sont insuffisants pour capter le plein potentiel de la GDP¹⁶⁷.

[199] Le RNCREQ juge également qu'une intervention de la Régie est requise pour s'assurer que le Distributeur demeure responsable de l'exploitation du potentiel en GDP du parc de chauffe-eau existants. Il propose que le Plan soit amendé afin d'inclure le potentiel en GDP des chauffe-eau électriques conventionnels et que la Régie ordonne au Distributeur de développer lui-même une solution de contrôle des chauffe-eau existants si Hilo ne le fait pas à court terme¹⁶⁸.

¹⁶⁵ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 2.

¹⁶⁶ Pièce [C-RNCREQ-0044](#), p. 13.

¹⁶⁷ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 19 et 20.

¹⁶⁸ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 24.

[200] Le RNCREQ soumet que l'opacité du voile tiré par Hilo sur les programmes de GDP du Distributeur rend très difficile la collecte d'informations. Aux DDR formulées par la Régie et les intervenants à l'égard des modalités du programme des chauffe-eau résidentiels et son taux de pénétration anticipé, le Distributeur se contente de répondre qu'Hilo est responsable des choix technologiques et du rythme de déploiement des mesures pour atteindre les cibles d'effacement qu'elle a convenues avec lui¹⁶⁹.

[201] Selon le RNCREQ, l'approbation du Plan ne se limite pas à une opération mathématique de validation de l'équilibre offre-demande. Il soumet que la Régie dispose des pouvoirs de surveillance lui permettant de s'assurer que les approvisionnements sont faits au moindre coût :

« [70] Il serait en effet contre-productif d'approuver et de mettre en œuvre, lors du dossier du plan d'approvisionnement, des moyens d'approvisionnement qui se buteraient ensuite à un refus de la formation du dossier tarifaire de reconnaître leurs coûts. L'approbation d'un moyen d'approvisionnement dans le dossier du plan d'approvisionnement crée donc une présomption favorable à l'effet que les coûts en sont justifiés »¹⁷⁰.

[202] Or, selon le RNCREQ, la preuve au dossier ne démontre pas que le Contrat de service constitue le meilleur moyen de répondre aux besoins identifiés, ni qu'il mènera à des tarifs justes et raisonnables. L'intervenant soumet, notamment, que l'approbation d'un moyen d'approvisionnement dans le Plan crée une présomption favorable quant au caractère justifié des coûts.

[203] Le RNCREQ rappelle que la preuve présentée par Synapse Energy Economics, Inc. (Synapse) fait état de bonnes pratiques observées dans différentes juridictions canadiennes et nord-américaines. L'intervenant reconnaît qu'il n'existe pas de modèle unique d'une juridiction à l'autre, mais que le recours à un processus concurrentiel est une constante. Il soumet que la négociation d'un contrat de gré à gré avec une société affiliée, sans appel d'offres ou autre processus concurrentiel, est contraire aux meilleures pratiques identifiées par Synapse.

¹⁶⁹ Pièce [C-RNCREQ-0044](#), p. 38.

¹⁷⁰ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 17.

[204] Le RNCREQ cite l'extrait suivant du rapport d'expertise de Synapse relatif aux risques que comportent les transactions entre une entité réglementée et des affiliées non-réglementées, incluant le risque d'un prix excessif :

« There is the potential for self-dealing between regulated and unregulated entities of a parent holding company. For example, the utility could pay above-market prices for services provided to it by an unregulated affiliate. Conversely, a utility could provide services to its unregulated affiliate at below-market costs. In both cases, the regulated utility is taking advantage of its captive customers providing its unregulated affiliate an unfair advantage over the competition. Good regulatory practice requires careful oversight of the relationship between a utility and its affiliated interests [...] »¹⁷¹.

[205] Le RNCREQ est d'avis que ce risque se matérialise dans le cas du Contrat de service, dont le prix est trop élevé. Il ajoute que le fait que ce prix soit indexé sur la période de 10 ans couverte par le contrat ne fait qu'accroître la pression à la hausse sur les tarifs¹⁷².

[206] L'intervenant comprend que pour être rentable, Hilo doit couvrir les coûts d'infrastructures, d'exploitation et de commercialisation, en plus de l'appui financier versé aux participants. Il soumet toutefois que ce n'est pas le rôle de la clientèle réglementée du Distributeur de garantir la rentabilité d'Hilo.

[207] Or, le RNCREQ note que le Distributeur allègue que cette approbation n'implique aucun jugement sur le prix payé à Hilo, que seule la formation de la Régie au dossier tarifaire pourra se pencher sur cette question :

« Donc, il ne s'agit donc pas, pour la présente formation, de porter un jugement sur le prix ou de reconnaître celui-ci. En fait, je vous dirais que la décision que vous allez rendre au présent dossier ne présume en rien non plus de la reconnaissance des coûts en deux mille vingt-cinq (2025). Ce sera un tout autre débat qui devra se faire en temps opportun »¹⁷³.

¹⁷¹ Pièce [C-RNCREQ-0024](#), p. 3.

¹⁷² Pièce [A-0079](#), p. 93 et 94.

¹⁷³ Pièce [A-0076](#), p. 50.

[208] Par ailleurs, le RNCREQ s'inquiète de l'absence de pénalité au Contrat de service si les cibles fixées ne sont pas atteintes. Sur la base des explications du Distributeur et des communications de l'agrégateur Hilo déposées au dossier, l'intervenant soumet que la prévision de la contribution de ce dernier au bilan en puissance n'est pas fiable et devrait être réduite de 50 %, en absence d'une justification adéquate¹⁷⁴.

[209] Le RNCREQ soumet que l'entente avec Hilo est un contrat d'approvisionnement qui aurait dû être soumis à un appel de propositions¹⁷⁵. Subsidiairement, il recommande que la Régie déclare formellement qu'elle n'endosse pas le Contrat de service à titre de stratégie d'approvisionnement, qu'elle énonce explicitement ses préoccupations à l'égard du prix payé pour cet approvisionnement et que le caractère juste et raisonnable de ce prix devra faire l'objet d'une démonstration complète et détaillée lors du prochain dossier tarifaire¹⁷⁶.

[210] L'intervenant souligne que le Distributeur s'appuie presque exclusivement sur les motifs de la décision D-2019-164¹⁷⁷ pour soutenir sa position, mais qu'il existe des différences fondamentales entre la GDP Affaires et la relation établie entre le Distributeur et Hilo.

[211] Notamment, selon le RNCREQ, la qualification d'offre tarifaire de GDP Affaires est une distinction fondamentale par rapport au service fourni par Hilo. Il mentionne que l'absence d'obligation de procéder à un appel d'offres dans le cas du Programme GDP Affaires est justifiée par le fait que, en vertu de l'article 74.1 de la Loi, les appels d'offres sont requis pour les « *contrats d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale* » et que les tarifs de gestion de la consommation, étant exclus de l'électricité patrimoniale, ne peuvent l'excéder et ne sont donc pas tenus de faire l'objet d'un appel d'offres.

[212] L'intervenant soumet que les motifs de la décision D-2019-164 doivent être lus dans le contexte du dossier qui leur est propre et ne peuvent être élargis à tous les moyens d'approvisionnement, sans analyse préalable.

¹⁷⁴ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 6 à 8.

¹⁷⁵ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 12. L'intervenant emploie l'expression « *appel de propositions* » comme étant synonyme de l'expression « *appel d'offres* » : voir aux paragraphes 65 à 67 de la pièce [C-RNCREQ-0069](#).

¹⁷⁶ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 18.

¹⁷⁷ Dossier R-4041-2018 Phase 1, décision [D-2019-164](#).

[213] Notamment, il souligne que le terme « *fournisseur* », et non l'expression « *fournisseur d'électricité* », est utilisé à l'article 74.1 de la Loi pour désigner le participant à un appel d'offres. Il soumet que le législateur a choisi d'utiliser deux expressions distinctes à cet article et qu'il serait contraire aux principes d'interprétation législative de leur donner systématiquement la même définition.

[214] Par conséquent, le RNCREQ soumet que la notion de « *fournisseur* », incluse à la définition de « *contrat d'approvisionnement en électricité* » à l'article 2 de la Loi, peut recevoir une définition différente de celle prévue à cet article pour l'expression « *fournisseur d'électricité* ».

[215] Il mentionne que la finalité de la Convention cadre est de fournir des kW en échange d'une rétribution. Il souligne que le service d'agrégation n'est pas la finalité de l'entente, mais le moyen par lequel ces kW sont générés. Selon l'intervenant, le fait d'accorder aux fournisseurs de mégawatts et de « *négawatts* » (watts négatifs) deux traitements réglementaires différents, en exemptant les seconds de l'obligation de répondre à un appel d'offres, lui apparaît contraire à l'esprit et aux objets de la Loi.

[216] Par conséquent, le RNCREQ recommande à la Régie de reconnaître qu'un contrat à long terme pour l'achat de puissance résultant de la réduction des besoins de clients par des mesures de GDP constitue un contrat d'approvisionnement en électricité au sens de la Loi. Il recommande en conséquence à la Régie de déclarer que les ententes avec Hilo ne peuvent obtenir une reconnaissance réglementaire que si elles découlent d'un appel de propositions en vertu de l'article 74.1 de la Loi¹⁷⁸.

[217] Le RNCREQ recommande également à la Régie d'inviter le Distributeur à résilier la Convention cadre et le Contrat de service, en application de l'article 4 de ces deux ententes et, enfin, d'ordonner au Distributeur de procéder à un ou plusieurs appels d'offres pour la GDP résidentielle et commerciale, auxquels Hilo pourra participer.

[218] Subsidiairement, si la Régie ne retient pas son argument voulant que la Convention cadre aurait dû faire l'objet d'un appel d'offres en application de l'article 74.1 de la Loi, le RNCREQ soumet qu'il s'agit néanmoins d'une stratégie d'approvisionnement que la Régie peut approuver en vertu de l'article 72 de la Loi.

¹⁷⁸ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 16.

[219] En conclusion, le RNCREQ recommande à la Régie qu'elle :

- « • déclare formellement qu'elle n'endosse pas le contrat avec Hilo à titre de stratégie d'approvisionnement;
- énonce explicitement ses préoccupations à l'égard du prix payé pour l'approvisionnement auprès d'Hilo;
- précise que le prix payé par Hilo ne bénéficie d'aucune présomption favorable et que son caractère juste et raisonnable devra faire l'objet d'une démonstration complète et détaillée lors du prochain dossier tarifaire »¹⁷⁹.

[220] Le ROEE se dit favorable à la GDP, à l'agrégation et au contrôle des charges, permettant d'optimiser l'utilisation des ressources énergétiques. Il précise qu'à son avis il s'agit d'une activité réglementée.

[221] Le ROEE rappelle que le Distributeur décrivait ce que constitue une activité réglementée dans une pièce déposée au dossier R-3492-2002 « *Identification des activités réglementées et non réglementées* »¹⁸⁰ :

« [...] Une activité ou un centre de coût est réglementé lorsque les ressources y étant associées sont essentiellement requises par la prestation du service du Distributeur. À l'inverse, une activité est considérée comme non réglementée lorsque les ressources afférentes ne sont pas essentiellement contributives à la prestation du service du Distributeur et que l'activité pourrait être abandonnée sans égard à la fourniture et la qualité de l'alimentation électrique et des services à la clientèle »¹⁸¹. [nous soulignons]

[222] Le ROEE soumet que les activités d'Hilo constituent, au moins en partie, des activités qui sont bien comprises dans les activités réglementées du Distributeur, notamment par leur contribution au bilan en puissance.

[223] Selon le ROEE, la vente et l'installation de thermostats intelligents ne constituent pas l'activité première de l'agrégateur Hilo, mais plutôt une condition nécessaire au contrôle des charges. Il soumet que les ressources associées à la GDP, via l'agrégation des charges électriques chez la clientèle du Distributeur, sont essentiellement requises par la

¹⁷⁹ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 18.

¹⁸⁰ Pièce [C-ROEE-0020](#), p. 6.

¹⁸¹ Dossier R-3492-2002 Phase 2, pièce [HQD-3, Document 3](#), p. 5.

prestation du service du Distributeur. Il conclut qu'il s'agit donc logiquement d'une activité règlementée¹⁸².

[224] L'intervenant soumet que la définition de « *réseau de distribution d'électricité* », à l'article 2 de la Loi, doit recevoir une « *interprétation en harmonie avec l'évolution de la technologie et la satisfaction des besoins énergétiques en puissance, désormais par la fourniture d'effacement ou négawatts* ». Il souligne qu'il ne faut pas confondre, du point de vue règlementaire, l'agrégation des charges effectuée par Hilo avec le déploiement d'une infrastructure technologique en aval du compteur, puisque la preuve démontre, selon lui, que ce service dépend de l'utilisation des compteurs intelligents. Ces compteurs font partie intégrante des équipements de distribution d'Hydro-Québec¹⁸³.

[225] L'intervenant souligne que l'approvisionnement en puissance par l'agrégation des charges constitue l'activité principale et la raison d'être d'Hilo, alors que la vente et l'installation de thermostats intelligents ne représentent que la condition technique permettant le contrôle des charges. Il conclut que le lien inextricable entre la contribution d'Hilo et la distribution d'électricité témoigne de la nature règlementée de ses activités¹⁸⁴.

[226] Le ROEE affirme que le recours à l'agrégateur Hilo constitue un moyen de GDP priorisé au détriment des activités règlementées et que le Distributeur a retenu à un coût trop élevé. Il recommande à la Régie de reconnaître que le prix consenti par ce dernier pour le service d'agrégation des charges est excessif, considérant la valeur des coûts évités, moins les réserves applicables¹⁸⁵. Enfin, il demande de « *retarder l'implantation d'Hilo au présent plan d'approvisionnement jusqu'à ce que la Régie détermine la justesse du modèle actuellement proposé* »¹⁸⁶.

[227] L'intervenant soumet que la création d'Hilo va à l'encontre du cadre juridique et règlementaire. À cet égard, il mentionne que la LHQ¹⁸⁷ admet la possibilité pour Hydro-Québec de constituer des filiales en propriété exclusive, mais que ce pouvoir n'est pas illimité. Il affirme que le recours par Hydro-Québec à une filiale détenue en propriété exclusive qu'elle prétend non règlementée, afin d'assurer une partie désormais essentielle

¹⁸² Pièce [C-ROEE-0020](#), p. 6.

¹⁸³ Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 12 et 13.

¹⁸⁴ Pièces [C-ROEE-0020](#), p. 5 à 10, et [C-ROEE-0048](#), p. 13 et 14.

¹⁸⁵ Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 22.

¹⁸⁶ Pièce [C-ROEE-0050](#), p. 2.

¹⁸⁷ L'intervenant réfère, en particulier, aux articles 1 et 29 de cette loi.

de ses fonctions de satisfaction des besoins énergétiques du Québec, est contraire aux dispositions de la Loi et de la LHQ¹⁸⁸.

[228] Selon le ROEE, « [l]’*approche prônée par Hydro-Québec [...] voudrait que les volontés et les choix stratégiques du monopole*¹⁸⁹ et les avantages perçus dans le recours à Hilo en font sa légalité ». Il ajoute que le Distributeur interprète au mot à mot des définitions et des dispositions de la Loi qui équivaldraient à dire que toute chose qui n’est pas explicitement interdite est permise. À son avis, le fait de suivre le Distributeur dans cette voie de négation de l’accomplissement des objets de la Loi constituerait une erreur fondamentale de droit et amorcerait une déconstruction du cadre qui gouverne la société d’État¹⁹⁰.

[229] Le ROEE rappelle les règles d’interprétation que la Régie doit appliquer, dont les articles 41 et 41.1 de la *Loi d’interprétation*¹⁹¹, en vertu desquels toute disposition d’une loi est réputée avoir pour objet, notamment, d’imposer des obligations, et les dispositions d’une loi s’interprètent les unes par les autres en donnant à chacune le sens qui résulte de l’ensemble et qui lui donne effet¹⁹².

[230] L’intervenant soumet que si l’activité était règlementée et internalisée dans le giron des activités du Distributeur, il ne serait pas nécessaire de procéder à un appel d’offres puisque ce qu’Hilo offre serait alors de la nature d’un programme d’efficacité énergétique géré par le Distributeur ou d’une offre tarifaire. Toutefois, si le Distributeur conclut un contrat pour acquérir ce service, il doit procéder par appel d’offres en vertu de l’article 74.1 de la Loi¹⁹³.

[231] En effet, le ROEE considère que le service d’agrégation des charges rendu par Hilo constitue un approvisionnement en électricité en vertu de la Loi et que le Contrat de service est un contrat d’approvisionnement en vertu de cette dernière¹⁹⁴.

¹⁸⁸ Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 3 et 4.

¹⁸⁹ L’intervenant réfère au Distributeur à titre de détenteur d’un droit exclusif de distribution en vertu de l’article 62 de la Loi.

¹⁹⁰ Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 5 et 6.

¹⁹¹ [RLRQ, c. I-16](#).

¹⁹² Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 6 et 7.

¹⁹³ Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 17 à 22.

¹⁹⁴ Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 20.

[232] Il soumet que le processus d'appel d'offres est de nature obligatoire et qu'il inclut les projets d'efficacité énergétique et « *s'applique à tout fournisseur, qu'il s'agisse de mégawatts ou de néawatts* ». Il souligne que les exceptions à l'application du processus d'appel d'offres sont prévues exclusivement à l'article 74.3 de la Loi et via l'exercice du pouvoir de dispense de l'alinéa 4 de l'article 74.1 de la Loi. Au soutien de sa position, il cite la décision D-2016-105¹⁹⁵ de la Régie¹⁹⁶.

[233] Le RTIEÉ soumet que le bilan en énergie et le bilan en puissance contenus au Plan incluent, d'une part, une prévision de la demande et, d'autre part, une prévision des moyens d'approvisionnement, le tout pour chacune des années du Plan. Ces « *moyens d'approvisionnement* » peuvent inclure à la fois des tarifs (options tarifaires), des programmes de transition, innovation et efficacité énergétique (TIEÉ) et des contrats d'approvisionnement.

[234] Le RTIEÉ soumet qu'un « *approvisionnement en électricité* » inclut tant un approvisionnement en électricité qu'en puissance, voire même un approvisionnement en équilibrage et que l'« *efficacité énergétique* » inclut « *l'efficacité en énergie et l'électricité en puissance* »¹⁹⁷.

[235] Enfin, le RTIEÉ soumet que la Loi prévoit deux façons d'acquérir de l'efficacité énergétique. En vertu de l'article 72 de la Loi, le Distributeur peut acquérir de l'efficacité énergétique en énergie ou en puissance avant de conclure des « *contrats* » pour une « *source d'approvisionnement* » au sens de l'article 74.1 (2) (2^o) de la Loi. Il peut également en acquérir dans le cadre d'un appel d'offres pour un approvisionnement en vertu de l'article 74.1 de la Loi, auquel un promoteur d'efficacité énergétique peut participer¹⁹⁸.

[236] Selon le RTIEÉ, lorsque l'efficacité énergétique est acquise par le Distributeur avant le lancement d'un appel d'offres, elle peut l'être par une unité faisant partie d'« *Hydro-Québec dans ses activités de distribution* ». Il soumet qu'Hilo est l'une de ces unités et que la Régie a juridiction sur cette dernière. Il ajoute qu'une unité peut également confier la livraison d'un programme d'efficacité énergétique à un mandataire et soumet que c'est le cas d>Innavik à Inukjuak. L'intervenant précise également que les « *programmes* » et « *technologies* » de l'unité Hilo sont *de facto* des « *programmes* » et technologies

¹⁹⁵ Dossier R-3953-2015, décision [D-2016-105](#).

¹⁹⁶ Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 21 et 22.

¹⁹⁷ Pièce [C-RTIEE-0052](#), p. 19.

¹⁹⁸ Pièce [C-RTIEE-0052](#), p. 19 à 22.

d'« Hydro-Québec dans ses activités de distribution » et que rien n'empêche cette dernière de les offrir dans des territoires non desservis par Hilo, dont les réseaux autonomes¹⁹⁹.

[237] Enfin, le RTIEÉ soumet que « [l]es coûts de ces « programmes » sont soumis à la même supervision par la Régie que les coûts des autres programmes de TIEÉ d'« Hydro-Québec dans ses activités de distribution », dont son unité HQD. Cette supervision ne surviendra que dans les causes tarifaires tous les cinq ans ». Il ajoute que « [l]es modalités de l'aide financière offerte aux clients participant aux « programmes » de l'unité Hilo sont soumises à la même supervision par la Régie que les modalités d'aide financière des autres programmes de TIEÉ d'« Hydro-Québec dans ses activités de distribution », dont son unité HQD »²⁰⁰.

[238] L'UC soutient que la mise en œuvre d'activités et de services par une filiale d'Hydro-Québec, via un contrat de gré à gré, a pour conséquence de soustraire le Distributeur à un examen minutieux de ses activités par la Régie. De ce fait, la Régie ne peut plus vraiment veiller pleinement aux intérêts des consommateurs²⁰¹. À cet égard, selon l'intervenante, la volonté du Distributeur d'agir en dehors du cadre règlementaire ressort clairement du commentaire suivant :

« Le Distributeur rappelle que le contrat avec Hilo est déjà en vigueur et que le présent dossier ne constitue pas une demande d'approbation de celui-ci. Il ne s'agit pas non plus de renégocier ni d'amender celui-ci. La Régie devra voir si les prévisions concernant Hilo contenues au plan d'approvisionnement présenté par le Distributeur sont robustes et permettront de satisfaire les besoins des marchés québécois sur cet horizon. [...] »²⁰².

[239] Selon l'UC, les témoignages et les réponses obtenues du Distributeur démontrent que ce dernier ne semble plus avoir pour objectif de répondre aux besoins énergétiques de ses clients au plus bas coût possible, puisqu'il pourrait favoriser les effacements fournis par l'agrégateur Hilo, au détriment de moyens de gestion de la demande moins coûteux²⁰³. L'intervenante cite l'extrait suivant de la preuve du Distributeur :

¹⁹⁹ Pièce [C-RTIEÉ-0052](#), p. 22 et 23.

²⁰⁰ Pièce [C-RTIEÉ-0052](#), p. 23.

²⁰¹ Pièce [C-UC-0010](#), p. 21.

²⁰² Pièce [B-0072](#), p. 2.

²⁰³ Pièces [C-UC-0010](#), p. 22, et [C-UC-0023](#), p. 13.

« 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 »²⁰⁴.

[240] L'UC soumet que, puisque la Régie ne peut exercer son pouvoir de surveillance et de contrôle sur le Contrat de service, elle ne devrait pas reconnaître la contribution de l'agrégateur Hilo au bilan²⁰⁵.

[241] Considérant la manière dont le coût du Contrat de service a été établi et qu'il n'a pas fait l'objet d'un examen de la part de la Régie, l'UC soumet, à l'instar d'autres intervenants, que le service n'est pas offert au moindre coût. Elle affirme également qu'il est impossible d'établir qu'il s'agit du moindre coût, s'il n'y a pas eu d'appel d'offres et donc, d'offre concurrentielle²⁰⁶.

[242] Par ailleurs, dans le contexte où le Distributeur semble vouloir donner priorité à l'agrégateur Hilo et s'engage à ne pas demander à d'autres fournisseurs éventuels les mêmes biens et services que cette dernière lui fournirait, l'UC est d'avis que la concurrence sera entravée dans ce domaine et ne pourra survivre au Québec²⁰⁷.

[243] L'UC exprime plusieurs préoccupations en regard de la relation entre Hilo et le Distributeur, notamment, la possibilité pour ce dernier de favoriser son affiliée à titre de source de GDP. Elle soumet qu'il y a un conflit d'intérêt apparent et que le client du Distributeur est mal protégé, s'il a une plainte à formuler à l'égard d'Hilo. Elle est également préoccupée par le fait qu'Hilo n'est aucunement pénalisée dans l'éventualité où la cible de réduction de puissance fixée en vertu du Contrat de service ne serait pas atteinte²⁰⁸.

²⁰⁴ Pièce [B-0045](#), p. 16, R.2.21.

²⁰⁵ Pièce [C-UC-0023](#), p. 13.

²⁰⁶ Pièce [C-UC-0023](#), p. 13 et 14.

²⁰⁷ Pièce [C-UC-0023](#), p. 18.

²⁰⁸ Pièce [C-UC-0023](#), p. 14 à 18.

[244] L'intervenante soumet que le contrat de gré à gré entre deux sociétés affiliées n'est pas dans l'intérêt public et qu'il ne devrait pas être opposable aux tiers. Elle soumet que le Contrat de service ne lie pas la Régie ni la clientèle du Distributeur, puisqu'il n'a pas été conclu en respect de la Loi et qu'il ne doit pas être reconnu de quelque manière que ce soit par la Régie²⁰⁹.

[245] L'UC soumet que les activités d'Hilo sont de nature réglementaire. Elle est d'avis que le service d'agrégation des charges que cette dernière fournit au Distributeur est de la nature d'un approvisionnement et devait faire l'objet d'un appel d'offres, à moins que l'agrégation des charges résidentielles visées par Hilo soit incorporée dans une offre tarifaire optionnelle visant ces charges et leur effacement²¹⁰.

[246] L'UC souligne que, dans sa décision D-2019-164, la Régie a déterminé qu'une offre tarifaire de nature optionnelle, soit la GDP Affaires, s'inscrivait au bilan à titre de moyen d'approvisionnement, mais que, étant une offre tarifaire et donc sous la surveillance et le contrôle de la Régie, aucun appel d'offres n'était alors requis. Selon l'intervenante, ce raisonnement juridique est applicable à l'offre que présente Hilo aux clients du Distributeur, pour le bénéfice de ce dernier²¹¹.

[247] L'UC soumet que la fixation de la compensation versée par Hilo au participant est de nature tarifaire. Bien qu'elle ne soit pas offerte directement par le Distributeur, l'offre d'Hilo a clairement été sollicitée par lui et a les caractéristiques d'une offre tarifaire optionnelle semblable à l'option de crédit hivernal du tarif D et à l'option tarifaire GDP.

[248] L'intervenante affirme que, bien que ce ne soit pas le Distributeur qui compense directement le participant et décide du « *paiement* » en question, il demeure qu'il rémunère l'agrégateur Hilo qui, à son tour, rémunère individuellement les clients. Selon l'UC, le rôle d'Hilo à titre d'intermédiaire ne peut permettre au Distributeur de se soustraire au contrôle de la Régie et à la nécessité de procéder à l'étude de cette option tarifaire et à sa fixation par la Régie.

²⁰⁹ Pièce [C-UC-0023](#), p. 12 et 13.

²¹⁰ Pièce [C-UC-0023](#), p. 20.

²¹¹ Pièce [C-UC-0023](#), p. 22 et 23.

[249] Dans ce contexte, selon l'UC, la convention par laquelle Hilo verse une compensation à son client constitue une stipulation qui déroge au tarif applicable à ce dernier et est en contravention avec l'article 54 de la Loi²¹².

[250] Subsidiairement, si la Régie en vient à la conclusion que le service fourni par Hilo n'est pas de nature tarifaire, l'intervenante soumet que le service d'agrégation des charges et d'acquisition d'effacement qu'offre Hilo au Distributeur est de la nature d'un approvisionnement et aurait dû faire l'objet d'un appel d'offres en vertu de la Loi²¹³.

[251] L'UC souligne qu'historiquement, ce qui est considéré comme un approvisionnement est un contrat d'approvisionnement conclu sous la surveillance de la Régie ou une offre tarifaire optionnelle, également approuvée par la Régie, qui permet de disposer de kilowatts libérés par une mesure d'interruption.

[252] Elle soumet que, quelle que soit sa source et sa nature, tout approvisionnement, pour être inscrit au bilan, doit avoir été approuvé par la Régie via un appel d'offres ou la fixation d'un tarif, ou alors répondre aux conditions précisées au dernier paragraphe de l'article 74.1 de la Loi²¹⁴.

[253] L'UC signale que la Régie n'a pas dispensé le Distributeur de recourir à un appel d'offres et que ce dernier ne peut soustraire cet approvisionnement à l'examen et approbation de la Régie.

[254] Notamment, l'UC plaide que l'interprétation de l'article 74.1 de la Loi, en ce qui a trait à une source d'approvisionnement en efficacité énergétique, non seulement peut, mais doit être comprise dans son sens large, puisque les mesures d'efficacité énergétique conventionnelles sont intégrées aux besoins dans la conception du plan d'approvisionnement et non à titre d'approvisionnement au bilan des moyens dont dispose le Distributeur²¹⁵.

²¹² Pièce [C-UC-0023](#), p. 23 à 25.

²¹³ Pièce [C-UC-0023](#), p. 25.

²¹⁴ Pièce [C-UC-0023](#), p. 21 et 22.

²¹⁵ Pièce [C-UC-0023](#), p. 25.

[255] En conclusion, l'UC demande à la Régie de ne pas reconnaître la contribution d'Hilo au bilan de puissance du Distributeur²¹⁶.

4.2.2 RÉPLIQUE DU DISTRIBUTEUR

[256] Dans sa réplique aux argumentations des intervenants en lien avec le service fourni par Hilo²¹⁷, le Distributeur qualifie les positions juridiques des intervenants de créatives et parfois empreintes de contradictions, afin d'arriver aux conclusions souhaitées. Il est d'avis qu'aucun des intervenants n'arrive à présenter une argumentation complète permettant de conclure sur des assises juridiques solides.

[257] Le Distributeur soumet que les intervenants qui prétendent qu'en vertu de l'article 74.1 de la Loi, un appel d'offres doit être lancé pour acquérir des services de GDP omettent de tenir compte du fait qu'un appel d'offres qu'il lance en vertu de cet article implique d'accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement. À son avis, il ne serait ainsi pas possible de procéder à un appel d'offres uniquement pour de la GDP et la Régie ne pourrait donc ordonner qu'un tel appel d'offres ne soit accessible qu'à la GDP pour le marché résidentiel.

[258] Selon le Distributeur, aucun intervenant n'arrive à distinguer de manière sérieuse la décision D-2019-164 des faits entourant Hilo, notamment en regard du raisonnement qui y est énoncé voulant que le simple fait que la GDP soit un produit de puissance extrait des ressources existantes permet d'écarter l'application de la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi.

[259] Le Distributeur soumet également qu'aucun intervenant n'arrive à concilier son interprétation du service fourni par Hilo avec les définitions de « *contrat d'approvisionnement en électricité* » ou de « *fournisseur d'électricité* » prévues à l'article 2 de la Loi qui réfèrent, à son avis, à la notion de production d'électricité. Il ajoute que l'article 74.1 de la Loi distingue précisément les projets d'efficacité énergétique en permettant à ces derniers de participer aux appels d'offres, à la stricte condition de satisfaire aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles.

²¹⁶ Pièce [C-UC-0023](#), p. 27 et 28.

²¹⁷ Pièce [B-0182](#), p. 1 à 4.

[260] Le Distributeur souligne qu'aucune disposition de la Loi ne confère à la Régie le pouvoir de lui ordonner de lancer un appel d'offres.

[261] En lien avec l'argument de l'UC selon lequel, pour être inscrit au bilan, un approvisionnement, quelle que soit sa source et sa nature, doit avoir été approuvé par la Régie via un appel d'offres ou un tarif, le Distributeur souligne que cette prémisse est inexacte. À cet égard, il rappelle que la GDP Affaires, même avant qu'elle ne devienne une option tarifaire, était inscrite au bilan.

[262] Le Distributeur soumet également que le service fourni par Hilo ne constitue pas un tarif. Il rappelle qu'en vertu de l'article 31 de la Loi, la Régie a compétence pour fixer les tarifs auxquels l'électricité est distribuée par le « *distributeur d'électricité* » et que Hilo n'est pas le « *distributeur d'électricité* ».

4.2.3 OPINION DE LA RÉGIE

A. LE SERVICE FOURNI PAR HILO : ASPECTS JURIDIQUES

[263] La Régie se prononce, dans un premier temps, sur les incidences d'ordre juridique en lien avec le recours par le Distributeur aux services d'Hilo aux fins de la GDP résidentielle.

[264] Après examen des positions des participants, de l'ensemble de la preuve, des dispositions législatives applicables et de la jurisprudence pertinente, la Régie en vient aux conclusions suivantes, pour les motifs exposés ci-après :

- Le service fourni par Hilo ne constitue pas un approvisionnement assujéti à la procédure d'appel d'offres visée à l'article 74.1 de la Loi, ni une option tarifaire du Distributeur à ses clients.
- Le service fourni par Hilo au Distributeur est lié à l'exercice des « activités de distribution d'électricité » de ce dernier et son coût pour le Distributeur est « règlementé », dans la mesure où il soit pris en compte dans la détermination du revenu requis du Distributeur aux fins de la fixation de ses tarifs.

Le service fourni par Hilo ne constitue pas un approvisionnement assujéti à la procédure d'appel d'offres visée à l'article 74.1 de la Loi, ni une option tarifaire du Distributeur à ses clients

[265] Plusieurs intervenants soumettent que le service fourni par Hilo constitue un approvisionnement en électricité assujéti à la procédure d'appel d'offres visée à l'article 74.1 de la Loi²¹⁸. Puisque le Distributeur a conclu un contrat de gré à gré avec Hilo pour ce service, sans avoir procédé à un appel d'offres au préalable, des intervenants concluent que ce contrat ne peut être reconnu légalement et du point de vue réglementaire. En conséquence, ils demandent à la Régie de ne pas reconnaître la contribution d'Hilo à la GDP aux fins du bilan de puissance du Distributeur.

[266] Pour sa part, le Distributeur soumet que le service qu'Hilo lui fournit « *visé 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* » et qu'il ne s'agit donc pas d'un « *contrat d'approvisionnement en électricité* » au sens de la Loi.

[267] Au soutien de sa position, il établit un parallèle avec son programme GDP Affaires, à l'égard duquel, dans sa décision D-2019-164²¹⁹, la Régie a conclu que la procédure d'appel d'offres visée à l'article 74.1 de la Loi ne s'appliquait pas. Il réfère, en particulier, aux paragraphes 158, 162, 168 et 173 de cette décision et soumet que les différentes caractéristiques que la Régie a retenues à l'égard du programme GDP Affaires s'appliquent *mutatis mutandis* au service fourni par Hilo²²⁰.

[268] Au préalable, il convient de rappeler les dispositions pertinentes de la Loi. L'article 74.1 s'inscrit en continuité avec l'article 72, en vertu duquel le Plan soumis par le Distributeur doit, notamment, décrire « *les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique* » [nous soulignons]. Il se lit comme suit :

« 74.1. Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre

²¹⁸ Pièces [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 11, [C-AQPER-0044](#), p. 10, [C-RNCREQ-0069](#), p. 12 et suivantes, et [C-ROEÉ-0048](#), p. 20 à 22.

²¹⁹ Dossier R-4041-2018 Phase 1, décision [D-2019-164](#).

²²⁰ Pièces [B-0178](#), p. 14 à 16, par. 63 à 72, et [A-0076](#), p. 34 à 36.

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

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

1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;

2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique, à moins que l'appel d'offres ne prévoie que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement;

3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas où l'appel d'offres prévoit que la totalité ou une partie des besoins devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie, en tenant compte du prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement;

4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire.

Tout projet d'efficacité énergétique, visé par un appel d'offres en vertu du paragraphe 2° du deuxième alinéa, doit satisfaire aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables aux sources d'approvisionnement conventionnelles.

La Régie peut dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire.

Pour l'application du présent article, le promoteur d'un projet d'efficacité énergétique est considéré comme un fournisseur d'électricité ».

[nous soulignons]

[269] Aux fins de l'application de la Loi, les expressions suivantes sont définies :

« 2. Dans la présente loi, à moins que le contexte n'indique un sens différent, on entend par :

« contrat d'approvisionnement en électricité » : contrat intervenu entre le distributeur d'électricité et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois;

« distributeur d'électricité » : Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité;

[...]

« fournisseur d'électricité » : quiconque étant producteur ou négociant d'électricité fournit de l'électricité;

« fourniture d'électricité » : l'électricité mise à la disposition ou vendue au distributeur d'électricité par un fournisseur ou un représentant;

[...] ». [nous soulignons]

[270] Il ressort de ces définitions et des articles 72, 74.1 et 74.2 de la Loi que les contrats d'approvisionnement visés par la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 sont :

- des contrats d'approvisionnement en électricité;
- requis pour satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale (souvent désignés comme extra-patrimoniaux ou post-patrimoniaux) ou les besoins devant être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement;
- conclus par le Distributeur à la suite de l'application de cette procédure, puis de l'approbation de la Régie en vertu de l'article 74.2;

- avec un fournisseur d'électricité ayant participé à l'appel d'offres, soit un producteur ou négociant ou un représentant qui fournit de l'électricité, c'est-à-dire qui la met à la disposition ou la vend au Distributeur.

[271] Il s'agit donc de la fourniture d'électricité additionnelle à l'électricité patrimoniale qu'Hydro-Québec doit mettre à la disposition du Distributeur et dont elle doit assurer l'approvisionnement (le Producteur²²¹) en vertu de sa loi constitutive²²² et de la Loi²²³.

[272] De plus, le fournisseur dont il s'agit doit être un « *fournisseur d'électricité* » au sens de l'article 2 de la Loi, soit un producteur ou un négociant d'électricité ou un représentant. En effet, le « *fournisseur* » visé par l'article 74.1 de la Loi participe à un appel d'offres « *applicable aux contrats d'approvisionnement en électricité* ».

[273] À cet égard, la Régie ne partage pas la position de certains intervenants voulant que, à l'article 74.1 de la Loi, le terme « *fournisseur* » employé seul, c'est-à-dire non suivi de l'expression « *d'électricité* », puisse recevoir une interprétation différente, voire plus large, que l'expression « *fournisseur d'électricité* »²²⁴. Le contexte, au sens du texte introductif de l'article 2, ne laisse place à aucune autre interprétation du terme « *fournisseur* » que celle de « *fournisseur d'électricité* », à l'article 74.1.

[274] D'une part, la définition de « *fourniture d'électricité* » à l'article 2 de la Loi est en lien avec la mise à la disposition ou la vente d'électricité au Distributeur (le « *distributeur d'électricité* », tel que défini à cet article) et elle réfère à la notion de « *fournisseur* », sans autre précision. Il va de soi, dans le contexte de cette définition, qu'il ne peut s'agir que d'un « *fournisseur d'électricité* », tel que défini à cet article, soit un producteur ou négociant d'électricité qui « *fournit de l'électricité* ».

[275] D'autre part, cela découle implicitement de l'expression « *le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée* » [nous soulignons], au paragraphe 4^o du deuxième alinéa de l'article 74.1 de la Loi.

²²¹ Hydro-Québec est généralement désignée comme étant « Hydro-Québec dans ses activités de production » ou « le Producteur », lorsqu'elle fournit de l'électricité au Distributeur (dernier alinéa de l'article 2 de la Loi), soit patrimoniale, soit en vertu de contrats d'approvisionnement issus d'un appel d'offres ou d'une dispense en vertu de l'article 74.2 de la Loi, pour la distinguer du Distributeur et du Transporteur, tels que définis à l'article 2 de la Loi.

²²² [Article 22 de la LHQ](#).

²²³ Article 52.2.

²²⁴ Pièces [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 11, et [C-RNCREQ-0069](#), p. 14 à 16.

[276] Le contrat intervenu entre le Distributeur et Hilo ne vise pas à combler des besoins des marchés québécois par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1^o du premier alinéa de l'article 112 de la Loi. Par conséquent, il s'agit de déterminer si ce contrat est un « *contrat d'approvisionnement en électricité requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale* » selon l'article 74.1 de la Loi. La Régie est d'avis que tel n'est pas le cas, pour les motifs suivants.

[277] Le service que le Distributeur obtient d'Hilo est un service de GDP de la clientèle résidentielle visant à réduire cette demande (donc, les besoins), lors des périodes de pointe, afin d'éviter ou de retarder, selon le cas, le recours à un approvisionnement en électricité supplémentaire à ceux dont il dispose déjà pour répondre à cette demande²²⁵ (souvent désignés comme approvisionnements post-patrimoniaux ou extra-patrimoniaux).

[278] Ce service ne vise donc pas à fournir au Distributeur un approvisionnement en électricité supplémentaire à ceux dont il dispose déjà pour répondre aux besoins d'électricité des marchés québécois.

[279] À cet égard, la Régie note que diverses expressions ont été employées par le Distributeur et les intervenants, dans leur preuve écrite et lors de l'audience, pour décrire ce service : moyen d'approvisionnement, approvisionnement en puissance, fourniture de puissance, produit ou production de puissance, petit producteur privé de puissance, vente, offre ou revente (et achat) de puissance ou de mégawatts effacés, acquisition de réduction de puissance, ressources, ressource de puissance, ressources disponibles chez les clients du Distributeur, centrale virtuelle, produit d'effacement, moyen d'approvisionnement par effacement de puissance, mégawatts d'effacement, volume d'effacement, capacité d'effacement ou encore négawatts.

[280] La Régie constate également que la terminologie employée aux fins du bilan de puissance, utilisée régulièrement dans les dossiers qui lui sont soumis, peut prêter à confusion. Elle juge qu'il y a lieu d'en clarifier la portée, en ce qui a trait aux incidences d'ordre juridique pouvant découler de son interprétation.

²²⁵ Pièce [B-0042](#), annexe A, *Convention-cadre pour les services énergétiques*, p. 2, 4^e Attendu, et 5, art. 6 et *Contrat de service – Gestion de la demande de puissance*, page titre et p. 1 et 5, art. 2.

[281] Au bilan de puissance, le Distributeur présente le service Hilo comme faisant partie des « *interventions en gestion de la demande en puissance* » (GDP), qu'il classe au sein de la famille des « *Approvisionnements* »²²⁶. Il l'inclut parmi les « *Nouveaux approvisionnements prévus* »²²⁷.

[282] Or, les approvisionnements suivants décrits sous la rubrique « *Approvisionnements planifiés* » du bilan de puissance constituent clairement de la fourniture d'électricité : l'électricité fournie par le Producteur (« *Électricité patrimoniale* » et « *Contrats avec HQP* ») et celle provenant des « *Autres contrats de long terme* » (« *Éolien* », « *Biomasse* » et « *Petite hydraulique* »).

[283] Mais tel n'est pas le cas des moyens de gestion de la demande en puissance. Ces moyens ne visent pas à fournir de l'électricité au Distributeur, mais à réduire les besoins auxquels ce dernier doit répondre, principalement en période de pointe, assurant ainsi la fiabilité en puissance recherchée. Ils visent à lui procurer une marge de manœuvre, dans la gestion opérationnelle de la livraison à ses clients de l'électricité dont il dispose déjà en vertu des approvisionnements mentionnés au paragraphe précédent, de manière à lui permettre d'éviter ou de reporter, selon le cas, le recours à un appel d'offres pour un approvisionnement additionnel en électricité qui serait autrement rendu nécessaire pour respecter ses obligations de livraison.

[284] La Régie note d'ailleurs que le *Northeast Power Coordinating Council Inc.* (NPCC) et la *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) diffèrent d'approche en ce qui a trait à la caractérisation de la contribution de la GDP à un bilan de puissance. Tel que le Distributeur en fait état, dans le bilan de la NERC, les moyens de gestion de la puissance s'inscrivent en réduction de la demande plutôt qu'en ajouts aux ressources disponibles, contrairement à ce qui est présenté au bilan du NPCC²²⁸.

[285] En d'autres termes, les clients du Distributeur ou d'Hilo qui participent aux programmes de GDP décrits au bilan de puissance ne fournissent pas de l'électricité au Distributeur : ils ne la produisent pas et ils ne la lui vendent pas. Plutôt, ils consentent, pendant les périodes visées par ces mesures, à recevoir la livraison d'une quantité moindre

²²⁶ Pièces [B-0009](#), p. 18 et 21, et [B-0114](#), p. 5.

²²⁷ Pièce [B-0009](#), p. 21.

²²⁸ Pièce [B-0009](#), p. 33, section 4.7.

d'électricité (et de la puissance y étant associée) que celle à laquelle ils auraient droit, selon leur abonnement, en vertu de l'obligation de distribution du Distributeur²²⁹.

[286] Il s'agit donc d'une renonciation temporaire et partielle à la pleine quantité d'électricité qu'ils ont le droit de recevoir du Distributeur, en vertu de leur abonnement.

[287] Par conséquent, les compensations que les clients reçoivent du Distributeur, dans le cadre des modalités tarifaires afférentes aux mesures de GDP qui leur sont applicables, ou d'Hilo, dans le cadre de leur entente individuelle avec cette dernière²³⁰, ne constituent pas une rémunération pour la fourniture d'électricité au Distributeur, mais une contrepartie pour leur renonciation temporaire et partielle indiquée plus haut.

[288] Dans ce contexte, la Régie ne peut souscrire à l'argument de certains intervenants²³¹ voulant que, de manière à y inclure les fournisseurs de « mégawatts effacés » ou de « négawatts », il faille retenir une interprétation large et non restrictive de l'action de « fournir de l'électricité » aux fins de l'expression « fournisseur d'électricité » à l'article 2 de la Loi, ou une définition différente de cette dernière à l'égard du terme « fournisseur », lorsqu'employé seul à l'article 74.1 de la Loi.

[289] Tel que mentionné précédemment²³², le contexte ne laisse place à aucune autre interprétation. L'interprétation que retient la Régie, en lien notamment avec les articles 2, 72 et 74.2 de la Loi, s'inscrit dans le sens de la règle établie à l'article 41.1 de la *Loi d'interprétation*²³³ et de la méthode d'interprétation téléologique prescrite par la Cour suprême du Canada. De plus, la Régie est d'avis que l'article 41 de la *Loi d'interprétation* ne peut servir d'assise pour introduire à la Loi des ajouts que le législateur n'a pas jugé bon d'incorporer.

²²⁹ Articles 62 et 76 (1) de la [Loi](#), sous réserve des articles 76 (2) et 76.2. [Conditions de service d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité](#), en vigueur le 4 mars 2021, article 2, sous réserve des cas prévus au chapitre 7.

²³⁰ Pièce [B-0024](#), p. 44 et 56.

²³¹ Pièces [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 11 à 14, [C-RNCREQ-0069](#), p. 14 à 16, et [C-ROEÉ-0048](#).

²³² Au paragraphe 273 de la présente décision.

²³³ [Loi d'interprétation](#).

[290] Par ailleurs, le fait que le service de domotique qu'Hilo offre à ses clients puisse contribuer à l'efficacité énergétique n'implique pas que le service d'agrégation des volumes de réduction d'appels individuels de puissance de ses clients doive faire l'objet d'un appel d'offres en vertu de l'article 74.1 de la Loi. Dans l'hypothèse où un tel service puisse être qualifié de « *projet d'efficacité énergétique* », cela ne signifie pas pour autant que, parce que le Distributeur décide d'avoir recours à une société affiliée ou à un tiers pour y procéder, qu'il doive au préalable recourir à la procédure d'appel d'offres.

[291] La Régie partage la position du Distributeur à cet égard voulant que l'article 74.1 de la Loi ne doit pas être interprété comme impliquant que toute mesure visant l'efficacité énergétique doive faire l'objet d'un appel d'offres²³⁴.

[292] En vertu de cet article, un appel d'offres doit être lancé pour répondre à un besoin en électricité qui excède l'électricité patrimoniale ou à un besoin visé par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement. Ce n'est qu'à la suite d'un tel appel d'offres que la soumission du promoteur d'un projet d'efficacité énergétique doit recevoir un traitement égal à des sources d'approvisionnement conventionnelles, à la condition que le projet satisfasse « *aux exigences de stabilité, de durabilité et de fiabilité applicables [à ces dernières]* », et que le promoteur est considéré comme un « *fournisseur d'électricité* ».

[293] La précision énoncée au dernier alinéa de l'article 74.1 à l'égard de ce promoteur, à savoir « [p]our l'application du présent article [...] », lequel vise les appels d'offres « *applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité [...]* », ainsi que l'expression « *traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique* » [nous soulignons] introduite au paragraphe 2^o du deuxième alinéa de cet article, confirment, selon l'interprétation *a contrario*, qu'en principe, un projet d'efficacité énergétique ne constitue pas un approvisionnement en électricité et n'est donc pas visé par la procédure obligatoire d'appel d'offres prévue à cet article, contrairement à ce que le ROEE laisse entendre²³⁵. Cet article permet toutefois à un promoteur d'efficacité énergétique de participer à un appel d'offres pour un approvisionnement en électricité, lorsque le Distributeur doit y recourir et, dans un tel cas, son projet doit recevoir un traitement égal aux sources d'approvisionnement conventionnelles.

²³⁴ Pièce [A-0076](#), p. 101.

²³⁵ Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 20, par. 53.

[294] En définitive, si le législateur avait voulu imposer au Distributeur l'obligation de procéder à un appel d'offres pour faire appel à des mesures ou à des projets d'efficacité énergétique, il l'aurait indiqué clairement, lorsqu'il a amendé l'article 74.1 de la Loi pour y inclure des dispositions relatives aux projets d'efficacité énergétique²³⁶. Ainsi, par exemple, il aurait modifié cet article en y insérant, à la fin du premier alinéa, après l'expression « *l'article 112* », les mots « ainsi qu'aux mesures ou projets d'efficacité énergétique » et il aurait précisé que les exigences et précisions introduites au paragraphe 2^o du deuxième alinéa et aux troisième et cinquième alinéas de cet article s'appliquent lorsqu'un appel d'offres est lancé pour l'obtention d'un approvisionnement en électricité.

[295] Dans ce contexte, la prudence s'impose lors de l'examen du bilan de puissance, lorsqu'il s'agit d'interpréter les dispositions de la Loi. Les termes qui sont employés au bilan de puissance, dans un contexte de validation, aux fins de la gestion opérationnelle du Distributeur, de la suffisance et de la fiabilité des approvisionnements requis pour satisfaire aux besoins prévus d'électricité, ne correspondent pas intégralement à ceux employés par le législateur dans la Loi, selon le contexte où ces derniers s'inscrivent.

[296] Par ailleurs, la conclusion de la Régie voulant que le Contrat de service ne constitue pas un contrat d'approvisionnement en électricité au sens de la Loi est cohérente et compatible avec celle énoncée dans sa décision D-2019-164 à l'égard du programme GDP Affaires du Distributeur, que ce dernier cite au soutien de sa position, en particulier à ses paragraphes 158, 162, 168 et 170 à 173.

[297] À cet égard, la Régie juge opportun de dissiper une ambiguïté d'interprétation qui pourrait découler des expressions « *approvisionner en puissance à la pointe* », « *produit de puissance* » et « *exemption* » [nous soulignons] employées aux paragraphes 172 et 173 de cette décision. Ces expressions doivent être lues et comprises en lien avec les expressions « *extrait des ressources déjà disponibles* » et « *acquisition de nouvelles ressources* » employées au paragraphe 173 et l'expression « *sources d'approvisionnement existantes* » employée au paragraphe 168.

[298] Lorsque la Régie réfère aux « *ressources déjà disponibles* », elle vise clairement les approvisionnements dont le Distributeur dispose déjà, avant application des mesures de GDP, soit les approvisionnements mentionnés au paragraphe 282 de la présente décision. Les volumes d'effacement obtenus par les mesures de GDP ne constituent pas des

²³⁶ Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives, [2006, LQ, c. 46, art. 43](#).

approvisionnement additionnels. Ils correspondent à une diminution de la demande des clients pour la livraison d'électricité. Dans ce contexte, comme ils ne constituent pas des approvisionnements additionnels (« *de nouvelles ressources* » à acquérir) à ceux déjà disponibles, ils ne sont pas « *exemptés* » de l'application de la procédure d'appel d'offres fixée à l'article 74.1 de la Loi. Ces volumes sont exclus du champ d'application de cet article, parce qu'ils ne constituent pas un approvisionnement « *post-patrimonial* » (ou « *extra-patrimonial* ») au sens de cet article.

[299] Quant à l'agrégateur Hilo, il n'est pas davantage un « *fournisseur d'électricité* ». Il est un intermédiaire fournissant un « *service visant la réduction de la demande de puissance* »²³⁷ [nous soulignons] d'un ensemble de ses clients, par ailleurs également clients du Distributeur, avec lesquels il convient des conditions lui permettant de procurer au Distributeur la « marge de manœuvre » convenue selon les modalités du Contrat de service. À l'instar de la « compensation » que reçoivent les clients du Distributeur lorsqu'ils participent à des mesures de GDP faisant l'objet de modalités tarifaires, la rémunération que reçoit Hilo est une contrepartie pour la fourniture d'un service de gestion de la demande et non pour la fourniture d'un approvisionnement en électricité.

[300] Par ailleurs, la Régie ne retient pas l'argument de l'UC voulant que la compensation versée par Hilo à ses clients pour leur participation au programme de GDP soit de nature tarifaire, à l'instar de l'option de crédit hivernal du tarif D et de l'option tarifaire de GDP Affaires, et qu'elle doive l'examiner à titre d'option tarifaire et en fixer le montant et les conditions.

[301] En effet, bien qu'Hilo conclut des ententes avec des clients du Distributeur, dont la liste lui est fournie par ce dernier, il n'y a aucun lien direct entre le Distributeur et son propre client dans la GDP de ce dernier. La compensation offerte par Hilo à ce dernier résulte d'une entente autonome, dont les modalités pour la GDP du client à la pointe n'impliquent aucune intervention du Distributeur auprès de son propre client, ni aucune modification tarifaire applicable à la facturation de la consommation de ce dernier. Le fait qu'Hilo soit un agrégateur de volumes individuels d'effacement ne la rend pas automatiquement mandataire du Distributeur à l'égard de ses clients ou de ces derniers à l'égard du Distributeur.

²³⁷ Pièce [B-0042](#), article 2 du Contrat de service.

[302] **Pour ces motifs, la Régie conclut que le Contrat de service du Distributeur avec Hilo n'est pas un contrat d'approvisionnement en électricité et n'est pas assujéti à la procédure d'appels d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi. Elle conclut également que le service fourni par Hilo ne constitue pas une option tarifaire du Distributeur à ses clients.**

[303] Cela dit, tel que précisé ci-après, le coût auquel le Distributeur obtient le service de GDP fourni par Hilo est sujet à l'examen de la Régie.

Le service fourni par Hilo au Distributeur est lié à l'exercice des « activités de distribution d'électricité » de ce dernier

[304] Tel que mentionné précédemment²³⁸, le Distributeur reconnaît que les activités de conception, de développement et de déploiement de moyens de GDP font partie de ses responsabilités. Elles font partie intégrante de sa prestation du service de distribution d'électricité à ses clients.

[305] Le service de gestion de la demande que le Distributeur obtient d'Hilo fait partie des mesures auxquelles il a recours dans le cadre de sa gestion opérationnelle de ses approvisionnements, aux fins de l'exercice de son obligation déjà mentionnée de distribuer l'électricité à ses clients. Il constitue donc une « activité » pertinente à l'exercice de « ses activités de distribution d'électricité », dont le coût fera l'objet d'un examen lorsque la Régie sera appelée à fixer ou à modifier les tarifs de distribution en vertu de l'article 48.2 de la Loi.

[306] Que ces activités soient exécutées par le Distributeur lui-même, par une filiale d'Hydro-Québec²³⁹ ou par l'intermédiaire de tiers à qui il les impartit, leur opportunité et leur coût sont « réglementés », c'est-à-dire sujets à l'examen de la Régie, lorsqu'elle doit prendre ces coûts en compte dans l'établissement du revenu requis du Distributeur aux fins de la fixation ou de la modification de ses tarifs de distribution d'électricité.

[307] À cet égard, la Régie ne retient pas l'argument du ROÉÉ voulant que l'agrégation de charges ne puisse être impartie à une filiale non réglementée d'Hydro-Québec. Le fait que le Distributeur ait fait appel à une société affiliée n'est pas interdit, ni illégal. Hilo est

²³⁸ Au paragraphe 143 de la présente décision.

²³⁹ Dossier R-3492-2002 Phase 1, décision [D-2003-93](#), p. 37.

une entreprise immatriculée au Registre des entreprises du Québec²⁴⁰, avec laquelle le Distributeur a le droit de conclure un contrat de gré à gré. Elle a une personnalité juridique distincte d'Hydro-Québec et, contrairement à ce que le RTIEÉ laisse entendre, elle ne constitue pas une « unité » d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité²⁴¹.

[308] Enfin, la Régie ne retient pas l'argument de l'AQPER²⁴² et du ROEE²⁴³, fondé sur le dernier alinéa de l'article 29 de la LHQ, voulant qu'une filiale d'Hydro-Québec ne puisse fournir des services énergétiques au Québec. Elle fait sienne la position du Distributeur, à la lumière de l'historique législatif de cet article²⁴⁴.

[309] Par ailleurs, la Régie ne retient pas la position de certains intervenants voulant qu'elle doive approuver la Convention cadre et le Contrat de service.

[310] La Régie note que l'article 4 de chacune de ces ententes, de même que l'article 14 du Contrat de service, font référence à une approbation de la Régie et au fait qu'elles pourraient être résiliées « dans l'éventualité où la Régie de l'Énergie imposerait au Distributeur des conditions qui pourraient invalider ou affecter de façon défavorable [les objets de ces ententes] »²⁴⁵.

[311] La Régie constate que ces ententes ont été conclues et signées au mois d'octobre 2019, soit avant l'entrée en vigueur de la Loi sur la simplification. Cette loi stipule notamment que, dorénavant, les tarifs pour le service de distribution d'électricité du Distributeur sont ceux fixés à l'Annexe I de la LHQ²⁴⁶, en vertu des articles 22.0.1 et 22.0.1.1 de cette loi, sous réserve des modifications pouvant y être apportées dans les cas et aux conditions prévues aux articles 48.2 à 48.6 de la Loi.

[312] La Régie juge que la position du Distributeur voulant que les dispositions contractuelles précitées aient été incluses dans le contexte où, antérieurement à la Loi sur

²⁴⁰ Pièce [A-0061](#), p. 65. Services Hilo inc. est une filiale d'Hydro-Québec Industech inc., elle-même une filiale d'Hydro-Québec. Ces filiales sont immatriculées au Registre des entreprises du Québec respectivement sous les numéros d'entreprise (NEQ) 1174296161 et 1144513638.

²⁴¹ Pièce [C-RTIEÉ-0052](#), p. 22 et 23.

²⁴² Pièce [C-AQPER-0044](#), p. 38 et 39.

²⁴³ Pièces [C-ROEE-0020](#), p. 15 et 16, [C-ROEE-0048](#), p. 3, par. 15 et suivants, et [A-0079](#), p. 169 et 177.

²⁴⁴ Pièces [A-0076](#), p. 47 et 48, et [B-0178](#), p. 17 et 18, par. 81 à 85.

²⁴⁵ Pièce [B-0042](#), annexe A - *Convention-cadre pour les services énergétiques*, p. 4, art. 4 et *Contrat de service – Gestion de la demande de puissance*, p. 5, art. 4 et p. 13, art. 14.

²⁴⁶ [Articles 22.0.1 et 22.0.1.1](#).

la simplification, ses tarifs de distribution étaient fixés annuellement par la Régie²⁴⁷ est crédible.

[313] Cela dit, dans le cadre de l'examen du Plan que le Distributeur soumet en vertu de l'article 72 de la Loi, la Régie est appelée à se prononcer sur la stratégie d'approvisionnement proposée par le Distributeur qui intègre le recours au service de GDP fourni par Hilo et à émettre ses commentaires quant à l'opportunité d'y recourir, tant en ce qui a trait au service fourni qu'au coût auquel le Distributeur l'obtient.

[314] Cette évaluation porte, notamment, sur la justification globale des motifs présentés par le Distributeur pour recourir à Hilo, une comparaison de cette mesure avec les mesures alternatives disponibles, le cas échéant, et la procédure et la méthode employées par le Distributeur pour s'assurer d'obtenir le meilleur coût possible, dont le choix de recourir à un contrat de gré à gré plutôt qu'au recours volontaire à un appel d'offres ou de propositions.

[315] La Régie rappelle, à cet égard, les commentaires énoncés dans ses décisions D-2011-011, D-2011-029 et D-2011-064²⁴⁸, quant à la pertinence des coûts des mesures envisagées par le Distributeur aux fins de l'examen du Plan.

[316] Par ailleurs, la Régie prend acte de la reconnaissance par le Distributeur que, tel que mentionné précédemment²⁴⁹, elle procédera à l'examen du coût du service fourni par Hilo dans le cadre de la demande tarifaire du Distributeur pour l'année 2025-2026, que ce dernier déposera en vertu de l'article 48.2 de la Loi²⁵⁰. À cette fin, la Régie invite le Distributeur à accorder une attention particulière aux commentaires qu'elle énonce dans la section suivante.

B. STRATÉGIE PROPOSÉE QUANT AUX MOYENS DE GDP

[317] Dans le présent contexte de transition énergétique, le Distributeur propose d'accélérer le développement de la GDP, en particulier dans le secteur résidentiel²⁵¹.

²⁴⁷ Pièces [A-0076](#), p. 43, et [B-0178](#), p. 18, par. 86 à 89.

²⁴⁸ Dossier R-3748-2010, décisions [D-2011-011](#), p. 12 et 13, [D-2011-029](#), p. 7 et 8, et [D-2011-064](#), p. 5 et 6.

²⁴⁹ Au paragraphe 305 de la présente décision.

²⁵⁰ Pièce [B-0178](#), p. 19.

²⁵¹ Pièce [B-0178](#), p. 11.

[318] La Régie constate au bilan de puissance du dernier complément de preuve du Distributeur que la contribution des moyens de GDP doublera à l'horizon du Plan, passant de 1 367 MW à 2 780 MW, de l'hiver 2020-2021 à l'hiver 2028-2029, et comblera plus de 50 % de l'augmentation des besoins à la pointe et près de 43 % de l'augmentation des besoins à la pointe, incluant la réserve²⁵².

[319] Les plus fortes contributions à la hausse des moyens de GDP prévus au dernier complément de preuve proviennent principalement de l'agrégateur Hilo, de la bonification de l'OÉI et, dans une moindre mesure, de la tarification dynamique et de l'option GDP Affaires.

[320] La Régie prend acte du fait que le Plan prévoit un recours plus important aux moyens de GDP que dans les plans d'approvisionnement précédents, soit approximativement le double de la contribution du portefeuille des moyens de gestion de la puissance avec, entre autres, l'introduction d'une nouvelle offre de GDP résidentielle et l'annonce d'une bonification à venir à l'OÉI.

[321] La préoccupation du Distributeur, soulignée dans son argumentation, est de s'assurer d'un approvisionnement en électricité fiable et suffisant afin de préserver l'équilibre offre-demande en tout temps²⁵³. L'examen du Plan lui permet également de mieux expliquer sa vision relative à l'agrégateur Hilo.

[322] La Régie rappelle toutefois qu'elle doit non seulement surveiller les opérations du Distributeur afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants (art. 31 (1) (2^o) de la Loi), mais elle doit également s'assurer que les consommateurs paient un juste tarif (art. 31 (1) (2.1^o) de la Loi).

[323] C'est d'ailleurs dans ce contexte que la Régie s'exprimait en faveur des moyens de GDP lors du plan d'approvisionnement 2017-2026 :

« [94] La Régie est satisfaite de l'intention du Distributeur de se doter de mesures de gestion de la demande qui seront disponibles d'ici 2025 et ce, dans la mesure où le Distributeur démontre la rentabilité des montants qu'il investit dans ces

²⁵² Pièce [B-0114](#), p. 5, tableau 2.1.

²⁵³ Pièce [B-0178](#), p. 2.

programmes et des budgets qu'il consacre aux approvisionnements qui y sont associés »²⁵⁴. [nous soulignons]

[324] **La Régie partage la préoccupation du Distributeur quant à l'importance de s'assurer d'un approvisionnement en électricité fiable et suffisant afin de préserver l'équilibre offre-demande en tout temps et elle encourage le développement de nouveaux moyens de GDP, tels que le programme de contrôle à distance des charges de chauffage résidentiel. Cependant, elle considère également que le Distributeur devrait prioriser le déploiement des mesures les moins coûteuses, afin de minimiser le coût des approvisionnements.**

[325] La Régie partage l'avis de plusieurs intervenants, dont l'AQCIE-CIFQ, à l'effet que :

« 54. Le plan d'approvisionnement soumis à chaque trois années joue un rôle important dans le processus de surveillance des opérations du Distributeur par la Régie visant à s'assurer des approvisionnements en tout temps suffisant selon un juste tarif (art. 31 (2°) et (2.1°) LRÉ). Ce processus permet à la Régie de s'assurer d'une planification à long terme afin que l'acquisition des moyens d'approvisionnement requis se fasse en temps voulu et que ces moyens soient au meilleur prix de manière à ce que les consommateurs paient un juste tarif;

55. Cette fonction du Plan d'approvisionnement a pris encore davantage d'importance depuis que la fixation du tarif du Distributeur ne se fait désormais qu'à chaque cinq ans;

*56. Dans ce contexte, la Régie a la responsabilité de s'assurer que l'introduction d'une nouvelle source d'approvisionnement soit un choix approprié pour répondre à la demande et que les quantités d'énergie et de puissance qui y sont rattachées respectent le principe d'un juste tarif pour les consommateurs »*²⁵⁵.

[326] **La Régie souligne d'ailleurs que l'approbation des stratégies d'approvisionnement, dans le cadre d'un plan d'approvisionnement, ne peut se faire sans tenir compte du prix payé et des coûts découlant de cette stratégie.**

²⁵⁴ Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140](#), p. 39.

²⁵⁵ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 14.

[327] De nombreux intervenants, dont l'AHQ-ARQ²⁵⁶, l'AQCIE-CIFQ²⁵⁷ et l'UC²⁵⁸, soumettent qu'en considérant les caractéristiques des divers moyens de GDP, et en particulier le coût de puissance par kilowatt effectivement effacé, le Distributeur devrait prioriser les moyens de GDP les moins coûteux dans le cadre du Plan.

[328] À cet égard, la Régie constate que l'OÉI constitue clairement le moyen de GDP le moins coûteux pour le Distributeur et pour les consommateurs, avec un coût moyen réel de l'effacement à la pointe inférieur à 15 \$/kW au cours des sept derniers hivers. L'ajout potentiel de 340 MW avec la bonification prévue par le Distributeur représente donc un apport important permettant d'assurer l'équilibre du bilan de puissance au moindre coût.

[329] L'option de crédit hivernal constitue le second moyen de GDP le moins coûteux pour le Distributeur et pour les consommateurs, avec un coût estimé d'environ 35 \$/kW effacé par participant au cours de la première période hivernale²⁵⁹.

[330] Appelé à élaborer sur la possibilité de lever la limite du nombre d'adhérents annuels acceptés à l'option du crédit hivernal, le Distributeur répond que :

« [...] Les contributions au bilan de puissance apparaissant au tableau 3.2 révisé présenté dans l'État d'avancement 2020 révisé (pièce B-0106) reflètent la capacité actuelle d'accueil du Distributeur pour le déploiement des options de tarification dynamique, et en ce sens correspondent à la limite annuelle d'adhésion à ces options. Deux facteurs contribuent à l'établissement de cette limite : les contraintes des infrastructures des technologies de l'information (TI) et le besoin d'accompagnement des clients »²⁶⁰. [nous soulignons]

[331] La Régie rappelle que l'option de crédit hivernal ne représente aucun risque pour la clientèle y adhérant puisque, dans le pire des cas, le client domestique qui ne s'efface pas paiera le tarif D. Elle est ainsi d'avis que le besoin d'accompagnement des participants à l'option de crédit hivernal n'a pas la même importance que celui des participants à l'option tarif Flex.

²⁵⁶ Pièce [C-AHQ-ARQ-0024](#), p. 8.

²⁵⁷ Pièces C-AQCIE-CIFQ-0021, p. 31 et 32 (confidentielle), et [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 15.

²⁵⁸ Pièces [C-UC-0010](#), p. 22 et 23, et [C-UC-0023](#), p. 13.

²⁵⁹ Pièce [B-0111](#), p. 28.

²⁶⁰ Pièce [B-0180](#), p. 3.

[332] En conséquence, la limite annuelle du nombre d'adhérents à l'option de crédit hivernal devrait être levée le plus rapidement possible et le Distributeur devrait accélérer le déploiement de cette option.

[333] La Régie considère que le fait de prioriser le déploiement de l'OÉI et de l'option de crédit hivernal devrait permettre de minimiser le coût moyen pondéré du portefeuille de moyens de GDP à la disposition du Distributeur. Cela aurait également pour effet de réduire le risque d'une trop grande dépendance au recours à l'agrégateur Hilo, qui a connu un départ plus difficile que prévu à l'hiver 2020-2021.

[334] La Régie demande donc au Distributeur de déposer son projet de bonification de l'OÉI dès que possible et de tout mettre en œuvre afin de lever, en temps utile pour la prochaine période de pointe, la limite annuelle du nombre d'adhérents à l'option de crédit hivernal.

[335] Par ailleurs, la rémunération stipulée au Contrat de service a fait l'objet de nombreuses questions au Distributeur et de recommandations de la part des intervenants.

[336] Le Distributeur est d'avis que la rémunération de l'agrégateur Hilo est raisonnable. Il souligne qu'il s'est appliqué à obtenir un prix représentatif des coûts évités de long terme et qu'il travaille à estimer les bénéfices pour le réseau et les bénéfices environnementaux plus difficilement quantifiables à ce stade, mais rendus possibles par les technologies mises en place par l'agrégateur Hilo²⁶¹.

[337] Tel que mentionné précédemment, l'AHQ-ARQ²⁶² et la FCEI²⁶³ contestent notamment l'usage jugé inapproprié des signaux de coûts évités à long terme retenus par le Distributeur pour évaluer la rémunération prévue au Contrat de service et recommandent de ne pas la reconnaître.

[338] À l'instar de la FCEI qui affirme qu'en procédant de gré à gré, le Distributeur ne s'est pas assuré de la compétitivité de l'offre de l'agrégateur Hilo en matière de prix, ni en matière de technologie offerte, le RNCREQ questionne le choix du Distributeur de s'en remettre à Hilo pour le développement de la GDP résidentielle²⁶⁴.

²⁶¹ Pièce [B-0024](#), p. 48.

²⁶² Voir le paragraphe 159 de la présente décision.

²⁶³ Voir le paragraphe 190 de la présente décision.

²⁶⁴ Tel que mentionné au paragraphe 197 de la présente décision.

[339] La Régie constate que le prix, par kilowatt effacé, prévu au Contrat de service est significativement plus élevé que le coût moyen réel de l'OÉI des sept derniers hivers et beaucoup plus élevé que le coût maximal à l'OÉI, à l'option de crédit hivernal ainsi qu'à l'option GDP. Ainsi, la Régie note le coût élevé prévu au Contrat de service en comparaison avec les autres moyens de GDP à la disposition du Distributeur.

[340] La Régie note également que le Distributeur n'utilise que les coûts évités de long terme, plutôt qu'une combinaison des coûts évités de court et de long termes, pour juger du caractère raisonnable du prix déterminé par l'agrégateur Hilo.

[341] Le Distributeur devra convaincre la Régie du bien-fondé de cette approche lorsqu'il présentera sa demande des revenus requis afférents dans le dossier tarifaire 2025-2026. **La Régie est d'avis que l'approche méthodologique, la nature des exigences de l'examen et le fardeau de la preuve visant l'approbation des charges correspondantes dans les revenus requis du Distributeur ne devraient pas substantiellement différer selon que le service est rendu directement par des clients du Distributeur ou par l'intermédiaire d'une filiale d'Hydro-Québec.**

[342] Le Distributeur affirme également que, peu importe les technologies développées par Hilo dans le cadre du Contrat de service pour la clientèle résidentielle, la rétribution par kilowatt effacé demeure la même. Il soutient qu'il rémunère un service et non des mesures²⁶⁵.

[343] Le Distributeur ajoute que la mobilité électrique, le stockage intelligent et l'autoproduction solaire pourraient permettre de gérer plus efficacement sa demande de puissance en période de pointe et que ces technologies pourraient être utilisées par Hilo dans le cadre du Contrat de service ou dans ceux à venir.

[344] Lors du prochain dossier tarifaire du Distributeur, la Régie devra tenir compte des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution, ce qui inclut l'examen de la rétribution de l'agrégateur Hilo²⁶⁶. Or, le Distributeur affirme qu'il ignore le détail des coûts que doit assumer l'agrégateur Hilo aux fins de la livraison du produit de gestion de la demande²⁶⁷.

²⁶⁵ Pièce [B-0092](#), p. 64.

²⁶⁶ Suivant les articles 48.2, 48.4 et 52.1 de la Loi.

²⁶⁷ Pièce [B-0111](#), p. 13.

[345] **La Régie estime qu'afin d'exercer sa responsabilité de s'assurer que les consommateurs paient selon un juste tarif, elle devra examiner en temps opportun la rétribution de l'agrégateur Hilo en tenant compte, notamment, des différentes technologies et de la nature des mesures mises en place, lesquelles n'ont pas nécessairement le même profil de coûts.**

[346] **La Régie prend donc acte des intentions du Distributeur de présenter une preuve justifiant le budget requis pour le service fourni par l'agrégateur Hilo dans sa demande tarifaire 2025-2026 et du fait que les activités de la filiale pourront faire l'objet d'une analyse approfondie dans le cadre de ce même dossier.**

[347] Par ailleurs, le RNCREQ recommande que la Régie confirme que le Distributeur demeure responsable de l'exploitation du plein potentiel de la GDP. Ceci implique une reddition de compte complète et détaillée sur l'évolution des programmes de GDP d'Hilo²⁶⁸.

[348] Le Distributeur reconnaît en audience²⁶⁹ et dans son argumentation²⁷⁰ que les activités de conception, de développement et de déploiement de moyens de GDP font partie de ses responsabilités, ce qui n'exclut pas qu'elles puissent être imparties, selon lui, en tout ou en partie.

[349] Enfin, le Distributeur souligne que « [l]a nature de la relation entre Hilo et le Distributeur n'a donc pas le formalisme et la rigidité de la relation standard entre un client et un fournisseur »²⁷¹, et affirme faire un suivi étroit des activités de l'agrégateur Hilo :

« [...] on a divers comités, on a des gestionnaires qui se rencontrent à chaque semaine, qui font un suivi de l'ensemble des activités, de l'application du contrat, de ce qui est à venir. Donc... Et de comment tout ça... Et on s'assure vraiment, comme, de se sensibiliser, de s'informer, de part et d'autre, de nos enjeux et de ce qui s'en vient »²⁷².

²⁶⁸ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 20.

²⁶⁹ Pièce [A-0064](#), p. 63.

²⁷⁰ Pièce [B-0178](#), p. 16, par. 74.

²⁷¹ Pièce [B-0178](#), p. 13, par. 52.

²⁷² Pièce [A-0061](#), p. 218.

[350] **La Régie demande donc au Distributeur de faire état de l'ensemble des activités de développement et de déploiement des mesures de GDP de l'agrégateur Hilo, dans le cadre des états d'avancement, et de prendre les mesures nécessaires afin de répondre avec la plus grande transparence aux questions touchant cette filiale, notamment dans le cadre du prochain dossier tarifaire.**

[351] La Régie note qu'une majorité d'intervenants, notamment, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI et l'UC, demande de ne pas reconnaître la contribution de l'agrégateur Hilo au bilan de puissance. Le RNCREQ suggère de réduire cette dernière de 50 %, alors que le ROEÉ demande d'en retarder l'implantation jusqu'à ce que la Régie détermine la justesse du modèle proposé.

[352] En raison d'un historique trop court et d'information insuffisante sur les activités d'Hilo pour la rassurer sur la robustesse des prévisions de résultats, **la Régie accueille donc avec réserve les prévisions d'Hilo au bilan de puissance.**

4.3 OPINION DISSIDENTE DE LA RÉGISSEUR SYLVIE DURAND

[353] J'ai lu avec attention l'opinion de mes collègues Dumas et Rozon. Bien que je partage certains de leurs constats pour le service proposé par Hilo, présentés à la section 4.2.3 B de la présente décision, je n'arrive pas aux mêmes conclusions quant aux aspects juridiques de ce service présentées à la section 4.2.3 A.

[354] Mon opinion dissidente vise plus particulièrement le contenu des paragraphes 264, 270 à 316, 344, 345, 346 et 352, ainsi que sur les deux derniers éléments du dispositif de la présente décision.

[355] Pour les motifs présentés ci-après, je suis d'avis qu'un contrat à long terme, pour l'achat de puissance résultant de la réduction des besoins de clients par des mesures de GDP, constitue un « *contrat d'approvisionnement en électricité* » au sens de la Loi et qu'en conséquence, l'entente conclue avec Hilo devait faire l'objet d'une procédure d'appel d'offres en vertu de l'article 74.1 de la Loi. À cet égard, je partage la position de l'AQCIE-CIFQ, l'AQPER, le RNCREQ, le ROEÉ et l'UC.

[356] De plus, je suis d'avis que les coûts du service proposé par Hilo ne peuvent être reconnus ou se qualifier pour être inclus dans la fonction du *revenu requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité*. Je considère que les coûts de la GDP, incluant les services proposés par Hilo, sont des coûts de « *fourniture d'électricité* » au sens de la Loi.

[357] Enfin, je considère que la Régie devrait refuser d'inclure le Contrat de service dans la stratégie du Plan.

4.3.1 LE SERVICE FOURNI PAR HILO CONSTITUE UN APPROVISIONNEMENT ASSUJETTI À LA PROCÉDURE D'APPEL D'OFFRES VISÉE À L'ARTICLE 74.1 DE LA LOI

4.3.1.1 La décision D-2019-164

Comparaison des caractéristiques de la GDP Affaires et du service proposé par Hilo

[358] Les arguments retenus par mes collègues pour qualifier la nature juridique du service offert par Hilo reposent, entre autres, sur l'argumentaire du Distributeur pour en retenir les principales conclusions.

[359] Le Distributeur réfère, notamment, à la décision D-2019-164²⁷³, rendue dans le cadre de la phase 1 du dossier R-4041-2018, qui indique que le simple fait qu'il s'agisse d'un produit extrait des ressources déjà disponibles suffit pour justifier l'exemption du programme GDP Affaires de la procédure d'appel d'offres. Selon le Distributeur, ce constat de la Régie s'applique *mutatis mutandis* au service proposé par Hilo.

[360] Dans sa décision D-2019-164, la Régie a effectué une analyse approfondie du programme GDP Affaires proposé par le Distributeur et s'est prononcée sur sa nature juridique.

[361] À l'instar du RNCREQ, je suis d'avis qu'il faut user de prudence avant d'ériger en règle générale un motif énoncé dans le cas d'un dossier particulier. Les motifs d'une

²⁷³ Dossier R-4041-2018, décision [D-2019-164](#), p. 54.

décision doivent se lire dans son ensemble et non en isoler un seul, au risque d'en biaiser la compréhension.

[362] La décision D-2019-164 repose sur une analyse des caractéristiques propres au programme GDP Affaires, qu'il convient de distinguer du service proposé par Hilo. En effet, je suis d'avis qu'il existe des similitudes et des différences fondamentales entre le programme GDP Affaires proposé par le Distributeur, ainsi que l'option tarifaire GDP Affaires approuvée par la Régie dans le cadre de la phase 2 du dossier R-4041-2018, et le service proposé par Hilo. J'examine plus en profondeur ces différences.

[363] Le tableau suivant présente les principales caractéristiques du programme GDP Affaires proposé par le Distributeur, objet de la décision D-2019-164, de l'option tarifaire GDP Affaires, approuvée par la Régie, et du service proposé par Hilo, et met en évidence leurs différences.

TABLEAU 17

COMPARAISON ENTRE LE PROGRAMME GDP AFFAIRES, L'OPTION TARIFAIRE GDP AFFAIRES ET LE SERVICE PROPOSÉ PAR HILO

	Programme GDP Affaires proposé par le Distributeur²⁷⁴	Option tarifaire GDP Affaires²⁷⁵	Service proposé par Hilo
Clientèle visée	Clientèle résidentielle aux tarifs DM et DP, clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle aux tarifs G, G9, M et LG	Clientèle résidentielle aux tarifs DM et DP, clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle aux tarifs G, G9, M et LG	Clientèle résidentielle
Liens entre le Distributeur et les clients	Lien direct avec les clients et indirects à travers des agrégateurs	Lien direct avec les clients	Lien indirect à travers l'agrégateur
Seuil d'accès	200 kW	15 kW	
Volume anticipé au Plan en 2029		470 MW	621 MW

²⁷⁴ Dossier R-4041-2018, décision [D-2019-164](#).

²⁷⁵ Dossier R-4041-2018, décision [D-2021-100](#).

	Programme GDP Affaires proposé par le Distributeur	Option tarifaire GDP Affaires	Service proposé par Hilo
Rétribution versée au client	70 \$ par kW Approuvée par la Régie	Appui financier dégressif, en fonction de la taille des réductions de puissance, et s'harmonise avec les crédits applicables à l'option d'électricité interruptible (OÉI) et à l'option de crédit hivernal. De 65 \$/kW effacé à 45 \$/kW effacé Approuvée par la Régie	0,55 \$ kWh effacé Non approuvée par la Régie
Coût imputé au revenu requis	70 \$ par kW	De 45 \$ à 65 \$ par kW effacé. Appui moyen estimé à 60 \$/kW	Confidentiel mais supérieur à la rétribution versée aux clients
Traitement réglementaire	Programme d'efficacité énergétique (tel que proposé par le Distributeur)	Option tarifaire	Conclusion d'un contrat de gré à gré. Dépenses à inclure dans le revenu requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution. Ces dépenses feront l'objet d'une approbation de la Régie dans le cadre des dossiers tarifaires
Rôle de l'agrégateur	Accorde une place déterminante au rôle des agrégateurs. Plusieurs agrégateurs peuvent participer afin de regrouper des clients pour atteindre le seuil d'accès minimal	Les « intermédiaires » qui agissaient comme agrégateurs auprès des petits clients dans le cadre du programme GDP Affaires doivent transformer leur relation dans le cadre de l'option GDP pour continuer d'offrir leurs services conseils/gestion directement auprès des petits clients du Distributeur, mais ils ne remplissent plus le rôle d'agrégateur auprès du Distributeur	Un seul agrégateur qui conclut un contrat de gré à gré avec le Distributeur pour vendre des MW effacés
Contrat à long terme	Non	non	10 ans indexé

[364] Le tableau ci-dessus met en évidence les nombreuses différences entre les caractéristiques de la GDP Affaires et le service proposé par Hilo. La GDP Affaires mise

en place actuellement constitue une option tarifaire, à l'instar des autres options GDP. Seule Hilo déroge de ce modèle.

[365] Interrogé par le RNCREQ à savoir si la relation entre le Distributeur et Hilo est essentiellement de la même nature que celle entre le Distributeur et les agrégateurs dans le cadre du programme GDP Affaires, le Distributeur offre cette réponse :

« Une telle comparaison est difficile puisque le marché visé, la prestation de services offerts et le lien contractuel avec le Distributeur sont compl[è]tement différents.

Les agrégateurs participant au programme GDP Affaires n'ont aucun engagement de réduction de puissance, n'implantent pas nécessairement des mesures, n'ont pas accès aux compteurs ni aux données des clients et ne concluent aucun contrat avec le Distributeur »²⁷⁶. [je souligne]

[366] De plus, dans le cadre de la phase 1 du dossier R-4041-2018, le Distributeur mentionnait :

« Par ailleurs, le Distributeur soutient que le Programme ne peut être qualifié d'approvisionnement et qu'il ne peut être soumis à l'article 74.1 de la Loi, puisqu'il considère déterminant que les participants au Programme ne répondent pas à un appel d'offres mais qu'ils s'inscrivent au Programme »²⁷⁷. [je souligne]

[367] Comme souligné par l'AQCIE-CIFQ, le programme GDP Affaires, contrairement à Hilo, n'implique pas la conclusion d'un contrat entre le Distributeur et un fournisseur de mégawatts effacés :

« Donc, dans ce contexte-là, on est vraiment dans un contexte où la relation entre Hilo et le Distributeur est purement contractuelle, alors que dans le GDP Affaires, on est dans un contexte tarifaire »²⁷⁸. [je souligne]

[368] Ainsi, pour l'option tarifaire GDP Affaires comme pour les autres options GDP actuellement mises en place, la relation entre le client et le Distributeur est directe. La

²⁷⁶ Pièce [B-0046](#), p. 50, R.40.3.

²⁷⁷ Dossier R-4041-2018 Phase 1, décision [D-2019-164](#), p. 15, par. 40.

²⁷⁸ Pièce [A-0076](#), p. 230.

rémunération versée au client est approuvée par la Régie et peut être sujette à des modifications dans le cadre des dossiers tarifaires ou sur demande, en fonction de l'évolution du contexte. Ces options tarifaires font l'objet d'un examen minutieux et détaillé par la Régie et les intervenants, comme en fait foi la décision D-2021-100²⁷⁹. Ces caractéristiques ne s'appliquent pas à Hilo.

Les principales conclusions de la décision D-2019-164

[369] Dans cette décision, la Régie cherchait à déterminer à quelle catégorie, parmi les quatre catégories réglementaires suivantes, appartenait le programme GDP Affaires :

- un programme commercial (art. 74 de la Loi);
- un approvisionnement (art. 74.1 de la Loi);
- une intervention en efficacité énergétique (art. 72 de la Loi);
- une offre tarifaire, de nature optionnelle ou non, de gestion de la consommation (art. 49 et 52.1 de la Loi).

[370] Chacune de ces catégories réglementaires possède des caractéristiques inhérentes et un traitement réglementaires précis, établis par la Loi et par différentes décisions de la Régie.

[371] Le Distributeur présentait le programme GDP Affaires comme étant une intervention en efficacité énergétique au sens de l'article 72 de la Loi.

[372] Selon ma compréhension de la décision D-2019-164, la Régie a conclu que le programme GDP Affaires était un produit de puissance ou un moyen d'approvisionnement résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants et que ce produit était obtenu par le biais d'un tarif de gestion de la consommation.

[373] Au sens de l'article 52.1 de la Loi, un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur.

²⁷⁹ Dossier R-4041-2018 Phase 2, décision [D-2021-100](#).

[374] Cette offre tarifaire s'établit par la relation directe entre le Distributeur et son abonné, notamment pour la rémunération directe des clients du Distributeur pour leur effacement en puissance. C'est pourquoi, dans la décision D-2019-164, la Régie a invité le Distributeur à rechercher une alternative pour inclure les agrégateurs au texte des tarifs, s'il souhaitait le maintien de la rémunération directe des agrégateurs²⁸⁰.

[375] C'est aussi pourquoi, comme mentionné au paragraphe 171 de cette décision, « *en toute cohérence avec les principes réglementaires qu'elle a énoncés au fil des différents dossiers, la Régie est notamment d'avis que les participants au Programme ne peuvent être assimilés à des fournisseurs d'électricité, au sens de la Loi. Elle juge également que le Programme ne peut être considéré comme un contrat d'approvisionnement au sens de la Loi* ».

[376] D'ailleurs, dans sa décision D-2017-140R²⁸¹, la Régie a analysé si la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi s'appliquait aux approvisionnements en électricité dans les réseaux autonomes. Après examen de la Loi et de sa jurisprudence, plus particulièrement sa décision D-2002-290²⁸², la Régie s'est dit d'avis que le constat de cette décision à l'effet que la procédure préalable d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi n'était pas obligatoire à l'égard de l'approvisionnement pour les volumes exclus du volume d'électricité patrimoniale, tel que les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation, est toujours valable et s'applique tout autant aux volumes alloués aux réseaux autonomes.

[377] Ainsi, dans la décision D-2019-164, en toute cohérence avec la décision D-2002-290, la Régie a notamment conclu que le programme GDP Affaires est un tarif de gestion de la consommation. Il en découle que ce programme ne pouvait être soumis à la procédure d'appel d'offres.

[378] Mes collègues régisseurs semblent rejeter la cohérence des conclusions de la décision D-2019-164 à l'effet que le programme GDP Affaires est un produit en puissance résultant de l'effacement ou de l'interruption à la pointe des participants, un moyen d'approvisionnement inscrit dans l'offre au bilan en puissance pour retenir l'expression « *qu'il soit extrait des ressources déjà disponibles* » du paragraphe 173 de cette dernière décision.

²⁸⁰ Dossier R-4041-2018 Phase 1, décision [D-2019-164](#), p. 59, par. 204 à 208.

²⁸¹ Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140R](#).

²⁸² Dossier R-3490-2002, décision [D-2002-290](#).

[379] En effet, au paragraphe 283 de la présente décision, mes collègues mentionnent que les moyens GDP « *ne visent pas à fournir de l'électricité au Distributeur, mais à réduire les besoins auxquels ce dernier doit répondre* ». Ainsi, je comprends que cet extrait signifierait que tous les moyens de GDP ne sont pas des moyens d'approvisionnement pour répondre aux besoins, mais visent plutôt à réduire les besoins auxquels ils doivent répondre.

[380] Je suis d'avis que cette logique a été rejetée par la décision D-2019-164 à son paragraphe 186 :

« [186] La Régie ne retient pas l'argument du Distributeur à l'effet que le Programme intervient dans le bilan en puissance en agissant sur la réduction des besoins des marchés québécois. Les caractéristiques du Programme ne lui permettent pas de considérer, par analogie à la contribution en puissance des IEE, que la réduction de consommation d'électricité qu'il entraîne contribuerait à un abaissement des besoins en puissance »²⁸³.

[381] Ce produit de puissance causé par une « *renonciation temporaire et partielle* »²⁸⁴, a une valeur sur le marché, comme l'indique la Régie dans sa décision D-2021-100, et elle est rémunérée par l'option tarifaire GDP Affaires²⁸⁵.

[382] Je suis d'avis que la « *renonciation temporaire et partielle* » qu'est une interruption de service d'un consommateur par le Distributeur, dans le cadre d'un tarif de gestion de consommation, n'est pas sujette à la procédure d'appel d'offres en vertu de la Loi.

[383] Or, selon la Loi, l'interruption de service prévue dans un tarif de gestion de consommation, soit la « *renonciation temporaire et partielle* », est effectuée et tarifée par le Distributeur lui-même, et non par un tiers comme Hilo. Ce dernier n'est pas non plus le consommateur renonçant de manière temporaire et partielle à sa propre consommation. De plus, cette renonciation temporaire et partielle doit être encadrée par un tarif approuvé par la Régie, ce qui n'est pas non plus le cas dans la proposition du Distributeur avec Hilo, puisque l'entente conclue entre Hilo et sa clientèle n'est pas un secteur règlementé par la Régie.

²⁸³ Dossier R-4041-2018 Phase 1, décision [D-2019-164](#), p. 56.

²⁸⁴ Voir le par. 286 de la présente décision.

²⁸⁵ Dossier R-4041-2018, décision [D-2021-100](#), sections 4, 5 et 7.

[384] À mon avis, lorsque l'interruption de service est offerte par un intermédiaire entre le Distributeur et son client, et que cet intermédiaire n'offre pas sa propre renonciation temporaire et partielle au moyen d'une interruption, l'exemption prévue à la Loi quant à l'application de la procédures d'appel d'offres ne peut s'appliquer *mutadis mutandis*.

4.3.1.2 Traitement juridique et réglementaire applicable au service proposé par Hilo

Nature juridique du service proposé par Hilo

[385] Comme mentionné par le Distributeur, le service proposé par Hilo partage les mêmes objectifs que l'option tarifaire GDP Affaires et d'autres moyens GDP, soit :

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

[386] L'ensemble des moyens GDP est un produit qui intervient dans l'offre en puissance sous la rubrique « *Approvisionnements* » et s'intitule « *Gestion de la demande en puissance* », tel que présenté au tableau 18 ci-dessous. Je suis d'avis que le service proposé par Hilo, ayant les mêmes objectifs et la même finalité que les autres moyens GDP, doit être qualifié de moyen d'approvisionnement, pour les motifs invoqués aux paragraphes 186, 190 et 191 de la décision D-2019-164 :

« [186] La Régie ne retient pas l'argument du Distributeur à l'effet que le Programme intervient dans le bilan en puissance en agissant sur la réduction des besoins des marchés québécois. Les caractéristiques du Programme ne lui permettent pas de considérer, par analogie à la contribution en puissance des IEE, que la réduction de consommation d'électricité qu'il entraîne contribuerait à un abaissement des besoins en puissance.

[...]

[190] En conclusion, après l'examen des objectifs et caractéristiques du Programme, la Régie détermine qu'il est un moyen d'approvisionnement. En effet, elle constate de la preuve que le Programme est présenté comme un produit ou un moyen d'approvisionnement qui intervient dans l'offre en puissance.

[191] *La Régie est d'avis que la contribution en puissance du Programme, par son potentiel en puissance interrompue, n'est souscrite que lorsque des besoins en puissance coïncidente à la pointe se matérialisent. Cela justifie sa présentation parmi les offres d'approvisionnement. Ainsi, le recours au Programme pour abaisser les besoins en puissance sera nécessaire et les participants seront rémunérés pour cet abaissement uniquement lorsque ces conditions seront rencontrées. La preuve du Distributeur révèle qu'il a conçu le Programme pour être un moyen flexible de gestion pour répondre à un besoin ponctuel en puissance à la pointe, lorsqu'il se manifeste »²⁸⁶. [je souligne]*

[387] Ainsi, je partage les conclusions de la décision D-2019-164 et je suis d'avis que la GDP est un moyen d'approvisionnement qui permet d'assurer l'équilibre du bilan offre-demande. Le recours à cette mesure est exceptionnel (un maximum de 100 heures par hiver) et permet de gérer l'approvisionnement afin de répondre à un besoin ponctuel en puissance. C'est pour cette raison que la GDP apparaît dans la section des *approvisionnements* du bilan en puissance et non pas dans la section des *besoins*.

[388] À mon avis, contrairement à ce que mes collègues mentionnent au paragraphe 295 de la présente décision, l'utilisation des termes employés dans le bilan en puissance relativement à la GDP reflète à la fois le contexte juridique et opérationnel de l'approvisionnement en électricité en lien avec les objectifs de la GDP, dans la mesure où la finalité de la GDP permet de moduler l'offre pour répondre à la demande en puissance des marchés québécois.

[389] Cette dernière interprétation est également compatible avec le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*²⁸⁷ qui, notamment, énumère les renseignements que doit contenir un plan d'approvisionnement. Il indique clairement que les contrats en puissance et les volumes interruptibles (soit les tarifs GDP) sont inclus dans la section des approvisionnements existants (au paragraphe 2 b) et non des besoins (au paragraphe 2 a) :

« b) les caractéristiques des contrats d'approvisionnements existants, incluant notamment les contrats de puissance ou de volumes interruptibles, permettant d'établir leur contribution à la satisfaction des besoins de leurs marchés, y compris les besoins découlant de l'application de critères associés à la sécurité des approvisionnements et, dans le cas d'un distributeur de gaz naturel, les

²⁸⁶ Dossier R-4041-2018 Phase 1, décision [D-2019-164](#), p. 56 et 57.

²⁸⁷ [RLRQ, R-6.01, r. 8](#), art. 1, alinéa 1, paragraphe 2 b).

caractéristiques associées au transport et à l’emmagasinement du gaz naturel ». [je souligne]

[390] Tenant compte de ce qui précède, je suis d’avis que l’ensemble de la GDP dont fait partie le service proposé par Hilo est un moyen d’approvisionnement et appartient à la grande fonction ou catégorie réglementaires *Fourniture en électricité*, en vertu de l’article 52.1 de la Loi et doit recevoir le traitement réglementaire associé à cette grande fonction.

Contrat d’approvisionnement en électricité

[391] Parmi les moyens d’approvisionnement GDP présentés au bilan en puissance, seul le service proposé par Hilo n’est pas une option tarifaire. C’est plutôt un contrat de MW effacés signé avec un seul agrégateur. Les moyens d’approvisionnement GDP découlant d’options tarifaires ne peuvent avoir la même nature juridique ni le même traitement réglementaire qu’un contrat de MW effacés conclu avec un tiers.

[392] Ainsi, puisque nous sommes en présence d’un contrat visant la fourniture d’un moyen d’approvisionnement où Hilo s’engage contractuellement à fournir de la puissance au Distributeur sous forme de MW effacés, les réponses aux questions suivantes sont nécessaires pour déterminer la qualification juridique du service proposé par Hilo :

- Hilo est-il un « *fournisseur* »?
- Le Contrat de service est-il un « *contrat d’approvisionnement en électricité* »?
- Dans l’affirmative, le cadre juridique relatif aux contrats d’approvisionnement en électricité, soit l’obligation de procéder par voie d’appel d’offres, telle que prévue à l’article 74.1 de la Loi, doit-il lui être appliqué?

[393] À l’article 2 de la Loi, un « *contrat d’approvisionnement en électricité* » est défini comme suit :

« *« contrat d’approvisionnement en électricité » : contrat intervenu entre le distributeur d’électricité et un fournisseur dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois ». [je souligne]*

[394] La première question posée est de savoir si Hilo est un *fournisseur*?

[395] Le Distributeur mentionne en audience qu'il pourra acquérir des MW d'effacement grâce au travail d'agrégation d'Hilo.

[396] Dans le dictionnaire Larousse, un fournisseur se définit comme suit :

« Personne ou établissement qui fournit habituellement à un particulier ou à une entreprise certaines marchandises ».

[397] La définition d'un fournisseur est générale et couvre un large spectre. Elle peut donc s'appliquer à une entreprise qui fournit des MW effacés. Je suis d'avis qu'un agrégateur de MW effacés, lorsqu'il signe un contrat pour vendre des MW effacés, est un fournisseur et son produit est constitué de MW effacés. Je suis donc d'avis qu'Hilo est un fournisseur.

[398] À l'instar du RNCREQ, je souligne qu'à l'article 2 de la Loi, le terme « *fournisseur* » et non « *fournisseur d'électricité* » est utilisé pour définir *les contrats d'approvisionnement en électricité*. Ainsi, je suis d'avis, contrairement à mes collègues, que le législateur ayant choisi d'utiliser deux expressions distinctes, il serait contraire aux principes d'interprétation législative de leur donner la même définition.

[399] Par conséquent, je partage l'avis du RNCREQ selon lequel la notion de « *fournisseur* », qui se retrouve dans la définition de « *contrat d'approvisionnement en électricité* », peut recevoir une définition plus large que celle prévue à l'article 2 de la Loi pour l'expression « *fournisseur d'électricité* ».

[400] Tenant compte de ce qui précède, je considère qu'il n'est pas nécessaire de s'attarder à savoir si un fournisseur de MW effacés est un fournisseur d'électricité ou pas, dans la mesure où la définition de fournisseur est un concept plus large, qui englobe nécessairement un fournisseur d'électricité. C'est également le terme utilisé par le législateur dans la Loi. Ainsi, dans tous les cas de figure, Hilo doit recevoir, à mon avis, la qualification de « *fournisseur* ».

[401] Afin de déterminer si le Contrat de service se qualifie de « *contrat d’approvisionnement en électricité* », il faut répondre à la question suivante : est-ce que le Contrat de service est un contrat conclu dans le but de satisfaire les besoins en électricité des marchés québécois?

[402] Comme mentionné dans la décision D-2019-164, les moyens d’approvisionnement GDP interviennent au niveau de l’offre de puissance. Pour mieux comprendre ce concept, je reproduis le tableau 14 du bilan en puissance, présenté à la section 4.1 de la présente décision.

[403] Les besoins en puissance (incluant la réserve) des marchés québécois à satisfaire sur l’horizon du Plan, correspondant à la demande en puissance prévue au Plan se retrouvent à la ligne 3. À partir des lignes 4 et suivantes, se retrouvent les approvisionnements requis pour satisfaire cette demande en puissance, soit l’offre. La GDP, dont Hilo fait partie, se retrouve dans la section « approvisionnements », aux lignes 13 à 20, donc dans la section de l’offre du bilan.

TABLEAU 18
BILAN DE PUISSANCE : FÉVRIER 2021

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
1 BESOINS À LA POINTE	38 775	39 392	39 790	40 156	40 498	40 572	40 909	41 228	41 550
2 Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 632	3 774	3 853	3 927	4 011	4 055	4 096	4 131	4 167
3 BESOINS À LA POINTE - incluant la réserve	42 407	43 166	43 643	44 083	44 509	44 627	45 005	45 359	45 717
4 APPROVISIONNEMENTS									
5 Approvisionnements planifiés									
6 Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
7 Contrats avec HQP	1 100	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
8 Autres contrats de long terme	1 879	1 926	1 935	1 946	1 968	1 970	1 926	1 834	1 728
9 - Éolien	1 467	1 486	1 486	1 486	1 486	1 489	1 445	1 405	1 361
10 - Biomasse	309	336	345	337	337	337	337	285	222
11 - Petite hydraulique	103	103	122	122	144	144	144	144	144
12 Gestion de la demande en puissance	1 367	1 677	1 851	2 205	2 503	2 720	2 752	2 764	2 780
13 - Électricité interruptible	738	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
14 - Interventions en gestion de la demande en puissance	629	677	851	1 105	1 283	1 379	1 412	1 424	1 440
15 - Programme/Option GDP (<i>Affaires</i>)	407	325	395	465	470	470	470	470	470
16 - Interruption chaînes de blocs	166	216	226	224	209	195	182	170	160
17 - Tarification dynamique	53	79	106	141	176	185	186	188	189
18 - Hilo	3	57	124	275	428	529	574	596	621
19 - Bonification électricité interruptible	0	0	0	100	220	340	340	340	340
20 Démarrage de la centrale des IDLM en pointe			0	0	0	51	55	58	60
21 Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250
22 Puissance additionnelle requise									
23 Contribution des marchés de court terme (<i>recalculée</i>)	350	600	650	750	850	700	1 100	1 100	1 100
24 Approvisionnement de long terme (<i>Ajusté</i>)							0	1 400	1 850

Source : Pièce [B-0114](#), p. 5, tableau 2.1.

[404] Ainsi, lorsque les besoins en puissance des marchés québécois se matérialisent, le Distributeur a recours à différents approvisionnements pour satisfaire ces besoins, dont les moyens d'approvisionnement GDP, incluant le service proposé par Hilo.

[405] Après examen du bilan en puissance, et en cohérence avec les conclusions de la décision D-2019-164, je considère que les MW effacés fournis par Hilo au Distributeur permettent de satisfaire les besoins en puissance des marchés québécois, au même titre que les autres moyens d'approvisionnement dont font partie, notamment, l'électricité patrimoniale, les contrats avec le Producteur (HQP), les autres contrats de long terme et les moyens de gestion de la demande en puissance. En conséquence, je suis d'avis que le contrat conclu avec Hilo correspond à la définition de « *contrat d'approvisionnement en électricité* » au sens de l'article 2 de la Loi.

Contrat d'approvisionnement en électricité soumis à la procédure d'appel d'offres

[406] Enfin, la question se pose de savoir si ce contrat d'approvisionnement en électricité doit être soumis à la procédure d'appel d'offres en vertu de l'article 74.1 de la Loi, qui se lit comme suit :

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

[407] Je me permets d'abord de souligner que l'article 74.1 de la Loi fait également référence à la notion de « *fournisseur* », et non à celle d'un « *fournisseur d'électricité* », tout comme la définition d'un « *contrat d'approvisionnement en électricité* ».

[408] L'article 74.1 de la Loi mentionne que la procédure d'appel d'offres est applicable aux contrats d'approvisionnement en électricité qui sont requis pour satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale. Donc, la question est de savoir si les MW fournis par Hilo permettent de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale.

[409] Dans sa décision D-2002-290, la Régie a analysé si la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la Loi s'appliquait aux approvisionnements en électricité des tarifs de gestion de la consommation. Elle mentionnait :

« De plus, à l'article 52.2, le législateur a défini le volume d'électricité patrimoniale et il exclut spécifiquement quatre catégories de volume d'électricité :

« 1° le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures. Ce volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement; [...]. »

[...]

Le fait que ces volumes soient exclus du volume d'électricité patrimoniale fait en sorte qu'ils ne peuvent l'excéder : ces volumes ne sont tout simplement pas considérés. Si le législateur avait voulu que les volumes qui sont exclus du volume d'électricité patrimoniale fassent l'objet d'un appel d'offres, il l'aurait prévu expressément.

D'ailleurs, c'est exactement ce que le législateur a fait dans le cas des volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement. L'article 52.2 exclut ces blocs du volume d'électricité patrimoniale, au même titre que les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation, mais l'article 74.1 prévoit que la procédure d'appel d'offres s'applique aux besoins qui seront satisfaits par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement. La Régie est d'avis que si le législateur avait voulu que la procédure d'appel d'offres s'applique aux volumes découlant des tarifs de gestion de la consommation, il l'aurait dit spécifiquement à l'article 74.1 de la Loi comme il l'a fait pour les blocs d'énergie.

En conséquence, l'approvisionnement de l'électricité pour satisfaire les tarifs de gestion de la consommation n'est pas obligatoirement assujéti par la Loi à l'appel d'offres, bien qu'il puisse l'être dépendamment de la nature et des conditions de chacun des tarifs [...].

Enfin, même si la Régie considérait que le législateur a voulu qu'il y ait appel d'offres pour l'ensemble des contrats pour satisfaire tous les besoins des marchés québécois, y compris la gestion de la consommation tel que soumis par le

distributeur, la demande de dispense n'est pas pour autant recevable car la preuve du distributeur ne démontre pas que l'ensemble des besoins excèdent 165 TWh. En effet, la condition que pose le législateur est que les volumes de ces besoins des marchés québécois excèdent l'électricité patrimoniale qui est fixée à 165 TWh. La demande serait alors prématurée et donc irrecevable »²⁸⁸. [je souligne]

[410] Cette décision établit que les tarifs de gestion de la consommation sont exclus du bloc d'électricité patrimoniale. En étant exclus, ils ne peuvent donc pas l'excéder et, en conséquence, ne sont pas obligatoirement assujettis par la Loi à la procédure d'appel d'offres.

[411] Or, le service proposé par Hilo n'est pas un tarif de gestion de la consommation.

[412] Ainsi, dans la mesure où, sur l'horizon du Plan, l'ensemble des besoins annuels du marché québécois est supérieur à 189 TWh et dépasse donc le volume de 165 TWh du bloc patrimonial, et dans la mesure où le Contrat de service n'appartient pas aux quatre catégories exclues du bloc patrimonial, j'en conclus que le contrat intervenu avec Hilo permet de satisfaire les besoins des marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale.

[413] Pour l'ensemble de ces considérations, je partage la position de l'AQCIE-CIFQ, de l'AQPER, du RNCREQ, du ROÉÉ et de l'UC selon laquelle l'entente conclue avec Hilo est un « *contrat d'approvisionnement en électricité* » qui doit être soumis à une procédure d'appel d'offres au sens de l'article 74.1 de la Loi.

Intentions du législateur et appel d'offres

[414] Je partage également l'interprétation de l'article 74.1 de la Loi proposée par l'AQCIE-CIFQ, à l'effet que cet article doit être lu dans le contexte de la section II du chapitre VI de la Loi ayant trait, notamment, aux obligations du Distributeur (articles 71.1 à 85.1), de même que dans le contexte global de la Loi. L'intention du législateur vise à soumettre les contrats d'approvisionnement en électricité à une procédure d'appel d'offres sous la surveillance de la Régie (sauf exceptions décrétées par règlement de la Régie) afin :

²⁸⁸ Dossier R-3490-2002, décision [D-2002-290](#), p. 21 et 22.

- d'accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique;
- de favoriser l'octroi des approvisionnements au prix le plus bas pour la quantité et les conditions demandées, considérant l'impact des coûts de fourniture basés sur les coûts réels des contrats d'approvisionnement dans la fixation du tarif (articles 52.1 et 52.2 de la Loi) et l'obligation de la Régie de s'assurer que les tarifs sont justes et raisonnables (paragraphe 7 du premier alinéa de l'article 49 de la Loi);
- de s'assurer de la stabilité, de la durabilité et de la fiabilité des sources d'approvisionnement.

[415] L'obligation légale de procéder par appel d'offres pour les contrats d'approvisionnement en électricité qui excèdent l'électricité patrimoniale est enchâssée dans l'article 74.1 de la Loi. Il s'agit d'un incontournable pour respecter les intentions précitées du législateur. Je considère qu'un contrat conclu de gré à gré avec un tiers non règlementé, dont les coûts seront examinés dans le cadre d'un dossier tarifaire, ne permet pas de rencontrer l'ensemble des intentions citées ci-dessus.

[416] À cet égard, je réfère à un passage de la décision D-2021-173, rendue dans le cadre de la phase 3 du présent dossier, dans laquelle la Régie rejette la demande du Distributeur visant l'approbation de l'inclusion d'une clause de renouvellement aux contrats comme caractéristique des produits recherchés par l'appel d'offres :

« [186] À cet égard, la Régie ne retient pas la position du Distributeur voulant qu'il suffise que le contrat qui serait conclu à la suite de l'exercice de l'option de renouvellement lui soit soumis pour approbation. Même si le Distributeur allègue que l'objectif de la clause de renouvellement est d'assurer à sa clientèle un approvisionnement fiable au meilleur coût [note de bas de page omise], il n'en demeure pas moins qu'il ne s'agit pas d'une certitude et que le moyen prescrit par la Loi, à savoir la procédure d'appel d'offres, demeure la meilleure façon de connaître ce que le marché peut offrir »²⁸⁹. [je souligne]

[417] À mon avis, il en va de même pour le contrat signé avec Hilo.

²⁸⁹ Décision [D-2021-173](#), p. 54.

[418] De plus, l'article 74.2 de la Loi stipule :

« 74.2. La Régie surveille l'application de la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que du code d'éthique, prévus à l'article 74.1, et examine si ceux-ci ont été respectés. À cette fin, elle peut exiger tout document ou renseignement utile. La Régie fait rapport de ses constatations au distributeur d'électricité et au fournisseur choisi.

Le distributeur d'électricité ne peut conclure un contrat d'approvisionnement en électricité sans obtenir l'approbation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement ». [je souligne]

[419] Tenant compte de ce qui précède, je considère que, dans la mesure où le Distributeur veut acquérir par contrat des MW effacés afin de rencontrer les besoins en puissance, il doit recourir à un processus d'appel d'offres, conformément aux articles 74.1 et 74.2 de la Loi.

[420] Cette manière de procéder est incontournable pour garantir auprès des différents joueurs du marché un processus compétitif, en vertu des meilleures pratiques en matière d'acquisition d'approvisionnement. Sans ce processus rigoureux, il est, à mon avis, difficile, voire impossible, de s'assurer que les offres retenues soient les meilleures.

4.3.2 LE COÛT DU SERVICE PROPOSÉ PAR HILO, UN COÛT POUR ASSURER L'EXPLOITATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

[421] Mes collègues concluent comme suit, aux paragraphes 305 et 306 de la présente décision :

« [305] Le service de gestion de la demande que le Distributeur obtient d'Hilo fait partie des mesures auxquelles il a recours dans le cadre de sa gestion opérationnelle de ses approvisionnements, aux fins de l'exercice de son obligation déjà mentionnée de distribuer l'électricité à ses clients. Il constitue donc une « activité » pertinente à l'exercice de « ses activités de distribution d'électricité », dont le coût fera l'objet d'un examen lorsque la Régie sera appelée à fixer ou à modifier les tarifs de distribution en vertu de l'article 48.2 de la Loi.

[306] *Que ces activités soient exécutées par le Distributeur lui-même, par une filiale d'Hydro-Québec ou par l'intermédiaire de tiers à qui il les impartit, leur opportunité et leur coût sont « règlementés », c'est-à-dire sujets à l'examen de la Régie, lorsqu'elle doit prendre ces coûts en compte dans l'établissement du revenu requis du Distributeur aux fins de la fixation ou de la modification de ses tarifs de distribution d'électricité* ». [je souligne]

[422] Plus loin dans la décision, ils mentionnent :

« [344] Lors du prochain dossier tarifaire du Distributeur, la Régie devra tenir compte des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution, ce qui inclut l'examen de la rétribution de l'agrégateur Hilo. Or, le Distributeur affirme qu'il ignore le détail des coûts que doit assumer l'agrégateur Hilo aux fins de la livraison du produit de gestion de la demande ». [je souligne]

[423] Ainsi, mes collègues considèrent que le service proposé par Hilo est une activité pertinente à l'exercice des « activités de distribution d'électricité » du Distributeur, dont le coût est règlementé. Ce dernier sera inclus dans les « revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution » et fera l'objet d'un examen, lorsque la Régie sera appelée à fixer ou à modifier les tarifs de distribution en vertu de l'article 48.2 de la Loi.

[424] Or, le Distributeur définit Hilo comme le déploiement d'une infrastructure technologique en aval du compteur et souligne que cela est traditionnellement à l'extérieur des limites du périmètre des activités règlementées, selon une lecture littérale de l'article 2 de la Loi, puisque le « réseau de distribution d'électricité » y est défini comme suit (en ce qui a trait au réseau intégré) :

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

[425] Le Distributeur soumet que pour cette raison, les activités d'Hilo pourraient être considérées comme non règlementées²⁹⁰. Cependant, il reconnaît, en audience²⁹¹ et dans son argumentation²⁹², que les activités de conception et de développement de programmes

²⁹⁰ Pièce [B-0178](#), p. 13.

²⁹¹ Pièce [A-0064](#), p. 63.

²⁹² Pièce [B-0178](#), p. 16, par. 74.

de GDP et leur déploiement peuvent faire partie de ses responsabilités. Il précise que cela n'exclut pas qu'elles puissent être imparties, en tout ou en partie, pour des raisons diverses qui relèvent de sa gestion interne, et que c'est déjà l'approche qu'il utilise pour certaines activités comme, par exemple, la maîtrise de la végétation ou le plantage de poteaux.

[426] Je suis en désaccord avec cette position de mes collègues et celle du Distributeur pour les motifs qui suivent.

[427] En vertu de l'article 48 de la Loi, la Régie a compétence exclusive pour fixer les tarifs du distributeur d'électricité. En vertu de l'article 49.7 de la Loi, la Régie doit, notamment, s'assurer que ces tarifs et autres conditions applicables à la prestation du service soient justes et raisonnables.

[428] À ces fins, la Loi est relativement explicite sur la manière dont la Régie doit fixer les tarifs. L'article 52.1 de la Loi en précise d'ailleurs la recette générale :

« Dans tout tarif qu'elle fixe ou modifie [...] la Régie tient compte des coûts de fourniture d'électricité et des frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité, des revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité [...].

La Régie peut également utiliser toute autre méthode qu'elle estime appropriée lorsqu'elle fixe ou modifie un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours. Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur. [...] ». [je souligne]

[429] Ainsi, lorsque la Régie fixe les tarifs (autres que les tarifs de gestion de la consommation et d'énergie de secours), elle tient compte de trois catégories de coûts :

- les coûts de fourniture d'électricité (que nous appelons également les coûts d'approvisionnement);
- les frais découlant du tarif de transport supportés par le distributeur d'électricité;
- les revenus requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité.

[430] Ces trois catégories de coûts correspondent à trois grandes fonctions pour l'acheminement de l'électricité jusqu'aux compteurs des clients, soit l'approvisionnement de l'électricité, le transport de cette électricité et ensuite sa distribution. Ainsi, l'encadrement juridique et réglementaire s'articule autour de ces trois grands axes. Les coûts encourus par le Distributeur sont donc classés entre ces trois catégories selon leur finalité fonctionnelle. Dans le langage réglementaire, il est dit que les coûts sont fonctionnalisés entre ces trois catégories.

[431] Chacune de ces catégories de coûts est assujettie à un traitement réglementaire.

[432] Plus spécifiquement, pour encadrer la catégorie des *coûts de fourniture d'électricité*, la Loi :

- définit les coûts de fourniture à l'article 52.2 de la Loi;
- exige la présentation d'un plan d'approvisionnement (article 72 de la Loi et le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*);
- énonce une procédure d'appel d'offres (articles 74.1 et 74.2 de la Loi).

[433] Quant à la catégorie des *tarifs de transport*, ces derniers sont réglementés et fixés par la Régie, selon ce que prévoient les articles 48, 49, 50 et 51 de la Loi.

[434] Enfin, la catégorie « *revenu requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité* » est encadrée par l'article 2 de la Loi qui définit « *le réseau de distribution d'électricité* ». De plus, la décision D-2003-93²⁹³ identifie spécifiquement les éléments faisant partie de cette fonction.

[435] Tenant compte de ce qui précède, je suis d'avis que l'inclusion du coût du service proposé par Hilo dans la catégorie du « *revenu requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité* » ne correspond ni à la définition du réseau de distribution à l'article 2 de la Loi, ni à la décision D-2003-93.

²⁹³ Dossier R-3492-2002, décision [D-2003-93](#), p. 31.

[436] En conséquence, je suis d'avis que les coûts du service proposé par Hilo ne peuvent être reconnus ou se qualifier pour être inclus dans la fonction du « *revenu requis pour assurer l'exploitation du réseau de distribution d'électricité* ». Je considère que de tels coûts, s'ils découlaient d'un processus d'appel d'offres, devraient être fonctionnalisés dans la catégorie des coûts de « *fourniture d'électricité* ».

[437] D'ailleurs, un examen du rapport annuel 2020 du Distributeur permet de confirmer que les coûts des options GDP sont fonctionnalisés sous la rubrique des « *coûts d'approvisionnements postpatrimoniaux* ». Seuls les coûts de la GDP résidentielle (Programme 49.3 du plan directeur) sont fonctionnalisés dans les coûts des programmes en efficacité énergétique²⁹⁴. En conséquence, les coûts associés à la GDP sont donc très majoritairement fonctionnalisés par le Distributeur dans son revenu requis comme des coûts d'« *approvisionnement ou de fourniture d'électricité* » dans le cadre du rapport annuel 2020 et non comme des coûts associés à l'exploitation du réseau de distribution d'électricité.

4.3.3 STRATÉGIE PROPOSÉE QUANT AUX MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

[438] À l'exclusion des paragraphes 344, 345, 346 et 352 de la présente décision, je partage les commentaires émis dans la section 4.2.1 B portant sur la stratégie quant aux moyens de gestion de la demande en puissance.

[439] Cependant, je considère que ces commentaires sont suffisamment préoccupants, notamment quant au prix du service proposé par Hilo par rapport aux autres options GDP²⁹⁵, en l'absence de tout processus compétitif, pour que la Régie puisse, dès la présente décision, ne pas approuver la stratégie d'approvisionnement relative au service proposé par Hilo.

[440] Tel que mentionné par le RNCREQ, je considère également qu'il serait contre-productif d'approuver et de mettre en œuvre, lors du dossier du plan d'approvisionnement, des moyens d'approvisionnement qui se buteraient ensuite à un refus de la Régie d'en reconnaître les coûts dans le cadre d'un dossier tarifaire²⁹⁶. À l'instar de

²⁹⁴ Dossier [R-9001-2020](#), rapport annuel d'HQD, pièces [B-0007](#), p. 4 et 8, et [B-0010](#), p. 7 et 11.

²⁹⁵ Voir le par. 339 de la présente décision.

²⁹⁶ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 17.

la FCEI, je considère que le traitement règlementaire retenu par mes collègues pourrait entraîner des risques accrus à la sécurité des approvisionnements à plus long terme²⁹⁷.

[441] Pour l'ensemble de ces motifs, je considère que la Régie devrait refuser d'inclure le Contrat de service dans la stratégie d'approvisionnement du Distributeur.

4.4 ACHATS DE COURT TERME EN ÉNERGIE

[442] Le Distributeur indique que la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres pour des contrats d'approvisionnement de court terme est un outil d'approvisionnement lui permettant de gérer les aléas de la demande à court terme et d'assurer la sécurité de l'approvisionnement. En mode prévisionnel, il prévoit avoir peu recours à cet outil.

4.4.1 POSITION DES INTERVENANTS

[443] L'AHQ-ARQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de proposer, pour le prochain plan d'approvisionnement, un potentiel pour les marchés de court terme en énergie dans la zone de réglage du Québec, qui s'ajouterait au potentiel de 6 TWh déjà identifié comme provenant de l'extérieur du Québec²⁹⁸.

[444] L'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie de ne pas reconnaître la limite en énergie de 3 TWh par hiver, ni de 6 TWh par année, en provenance des marchés de court terme (au Québec et hors Québec) dans la planification du bilan d'énergie et de confirmer que l'énergie additionnelle requise pour la durée du Plan pourra être comblée par les marchés de court terme, sans recours à des approvisionnements de long terme²⁹⁹.

[445] Advenant que la Régie ne soit pas convaincue que les marchés de court terme suffiront pour combler l'énergie additionnelle requise pour la durée du Plan, l'intervenant recommande d'exiger que le Distributeur justifie, au moyen des analyses appropriées, les limites qu'il propose à l'égard des marchés de court terme, considérant les économies

²⁹⁷ Pièce [A-0070](#), p. 186.

²⁹⁸ Pièce [C-AHQ-ARQ-0046](#), p. 162.

²⁹⁹ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 6.

importantes qui découlent d'un approvisionnement sur les marchés de court terme plutôt que de long terme³⁰⁰.

[446] Pour sa part, l'AQPER est d'avis que le Distributeur, en voulant augmenter significativement le recours aux achats de court terme pour répondre à des besoins planifiés de long terme, ne semble pas respecter la décision de la Régie qui a permis l'utilisation de la dispense de recourir à un appel d'offres uniquement pour répondre à des déséquilibres ponctuels. Or, de l'avis de l'intervenant, la part importante des transactions du Distributeur avec le Producteur est préoccupante pour les autres fournisseurs, d'autant plus que le Distributeur prévoit avoir recours à plus grande échelle à ces transactions sous dispense d'appel d'offres durant la période du Plan. En effet, tel qu'indiqué dans son bilan en énergie, le Distributeur compte augmenter ses achats de court terme à 4 TWh d'ici 2029.

[447] L'intervenant recommande au Distributeur d'ajuster son bilan en énergie pour maintenir, tout au long de la durée du Plan, une marge de manœuvre de 2,5 % et, conséquemment, de devancer les besoins pour des approvisionnements de long terme pour maintenir cette marge de manœuvre. L'AQPER recommande de favoriser une stratégie d'approvisionnement de long terme basée sur la tenue d'appels d'offres de long terme, au lieu de recourir à des achats de court terme pour répondre aux besoins du Distributeur sur l'horizon du Plan.

4.4.2 OPINION DE LA RÉGIE

[448] La Régie note que les positions diffèrent au sujet de l'utilisation des marchés de court terme. D'une part, l'AHQ-ARQ et l'AQCIE-CIFQ soutiennent que le Distributeur les sous-utilise, incluant le marché interne du Québec. D'autre part, l'AQPER est préoccupée par un recours croissant aux marchés de court terme et la part importante des transactions du Distributeur avec le Producteur.

[449] La Régie est d'avis qu'un trop grand recours aux marchés de court terme pour satisfaire les besoins du scénario moyen en énergie peut mettre en péril la fiabilité d'approvisionnement, puisque cette augmentation des achats de court terme s'ajouterait aux quantités requises pour satisfaire le critère de fiabilité en énergie. De plus, puisque le marché du Québec est principalement occupé par le Producteur, une trop grande

³⁰⁰ Pièce [C-AQCIE-CIFQ-0031](#), p. 6.

dépendance envers ce marché est incompatible avec les termes de la dispense de recourir à la procédure d'appel d'offres ou avec la recherche d'approvisionnements à des prix concurrentiels par appel d'offres de court terme.

[450] Toutefois, si le Distributeur devait privilégier un plus grand recours aux approvisionnements de long terme pour assurer sa fiabilité en énergie, il devrait rechercher des produits de type cyclable ou encourir le risque de sous-utiliser significativement l'électricité patrimoniale, lorsque la demande est moins élevée que prévu³⁰¹. La Régie est d'avis que le Distributeur a besoin de la flexibilité que lui offrent les marchés de court terme pour gérer les aléas de la demande.

[451] La Régie ne retient donc pas les recommandations de l'AHQ-ARQ et de l'AQCIE-CIFQ et considère que la stratégie d'utilisation des marchés de court terme du Distributeur contribue adéquatement à la gestion des aléas de la demande en énergie.

4.5 ACHATS DE COURT TERME EN PUISSANCE

4.5.1 DISPONIBILITÉS ET CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS EN MODE IMPORT

[452] Le tableau 19 présente l'état de la situation de la capacité de référence des interconnexions, de même que celle de la capacité considérée à la pointe des besoins du Distributeur pour la période 2019-2021.

³⁰¹ En vertu de l'article 71.1 de la Loi, les besoins des marchés québécois sont satisfaits en priorité par la fourniture d'électricité autre que patrimoniale vendue au Distributeur puis, lorsque cette fourniture est écoulee, par l'électricité patrimoniale.

TABLEAU 19
CAPACITÉS D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW)
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2019-2021

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité de référence ¹ (MW)	Capacité maximale en puissance ²	Capacité d'importation ² en énergie pour 90% des heures de l'hiver	
			En MW	En GWh
Énergie La Lièvre – (MATI et MAFA)	255 + 99	0	150	392
Labrador – (LAB)	5 150	0	0	0
Nouveau-Brunswick – (NB)	785	0*	0	0
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2 000	0	270	705
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100	100	100	261
New York – Châteauguay (MASS)	1 000	1 000	1 000	2 613
Ontario – Beauharnois (LAW)	470	0	180	470
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140	0	0	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	110	0	0	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250	0	600	1 568
Total				6 009

Source : Pièce [B-0009](#), p. 43.

[453] Le Distributeur précise qu'aucune modification significative de la capacité de référence des interconnexions n'est survenue depuis le dépôt des plans d'approvisionnement 2014-2023 et 2017-2026.

[454] Les capacités sur lesquelles le Distributeur peut compter pour satisfaire les besoins québécois sont limitées par :

- les différents facteurs de nature technique reliés à la configuration du réseau du Transporteur et des réseaux voisins d'où proviendraient les approvisionnements;
- la disponibilité des équipements de production dans les zones où se situent les points d'injection sur les interconnexions utilisées pour importer de l'électricité au Québec;
- les règles des différents marchés en lien avec la fermeté et la priorisation des transactions;

- les réservations fermes de transport par des tiers, notamment pour les services de passage interréseaux (« *wheel-through* ») qui sont gérées par le système OASIS du Transporteur³⁰².

[455] Le Distributeur ajoute qu'au-delà de la disponibilité des capacités de transport, des quantités d'énergie ou de puissance doivent lui être rendues disponibles par des tiers ou des marchés. Par exemple, pour inscrire des quantités d'achats de court terme au bilan de puissance, le Distributeur doit être en mesure de contracter des transactions de type UCAP³⁰³ avec des tiers, qui dédient alors des équipements pour couvrir ses besoins.

4.5.2 POSITION DES INTERVENANTS

[456] L'AHQ-ARQ est d'avis que l'hypothèse retenue par le Distributeur d'une valeur de 0 MW en provenance de l'interconnexion à venir avec le Maine est basée sur de fausses prémisses et est trop pessimiste. L'intervenant recommande que le Distributeur propose, dans le prochain état d'avancement du Plan, une valeur de contribution en puissance de court terme pour cette interconnexion, avec preuves à l'appui³⁰⁴.

[457] L'AHQ-ARQ recommande également à la Régie de tenir compte d'une contribution des marchés en puissance de court terme au Québec, se basant sur les marges disponibles et non liées par des engagements contractuels, même si les propriétaires de telles marges peuvent en faire ce que bon leur semble. L'intervenant recommande à la Régie de retenir, pour l'instant, une valeur prudente de 700 MW pour la contribution des achats en puissance en provenance de la zone de contrôle du Québec (en incluant, lorsqu'applicables, les 400 MW de rappel en vertu des conventions d'énergie différée). Cette valeur de 700 MW s'ajouterait à la contribution de 1 100 MW retenue par le Distributeur pour les marchés limitrophes, pour une valeur totale de 1 800 MW. L'AHQ-ARQ est d'avis que ces valeurs pourront être réévaluées à la hausse au cours des prochaines années, en fonction des besoins du bilan de puissance³⁰⁵.

³⁰² Pièce [B-0009](#), p. 44.

³⁰³ *Unforced capacity*.

³⁰⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0046](#), p. 115.

³⁰⁵ Pièce [C-AHQ-ARQ-0046](#), p. 136.

[458] La FCEI remet en question l'évaluation de la contribution des marchés de court terme fixée à 1 100 MW. Elle demande à la Régie d'ordonner au Distributeur d'entreprendre toutes les démarches requises pour lever les contraintes à l'importation par la nouvelle interconnexion Québec-Maine incluant, mais sans s'y limiter, les études d'impact sur le réseau de part et d'autre de l'interconnexion et les contraintes liées au permis présidentiel. Selon la FCEI, la mise en service de l'interconnexion est prévue dès 2022.

[459] Puisque le Distributeur se fie au marché du Québec pour combler ce qu'il ne peut obtenir de New York, la FCEI demande à la Régie de prendre acte du fait que le potentiel combiné des marchés de court terme, notamment ceux de New York et du Québec, est potentiellement supérieur à 1 100 MW, même si la Régie ne retient que 1 100 MW aux fins du bilan en puissance³⁰⁶.

4.5.3 OPINION DE LA RÉGIE

[460] La mise en service des équipements de la nouvelle interconnexion entre le Maine et le Québec est prévue pour 2023³⁰⁷. L'interconnexion permettra de rejoindre le marché du sud de l'État du Maine qui est intégré au marché de la Nouvelle-Angleterre. En plus des règles de marché, le Distributeur devrait être en mesure de connaître les contraintes techniques à l'importation.

[461] La mise en service des équipements de la nouvelle interconnexion entre l'état de New York et le Québec est prévue en décembre 2025³⁰⁸. L'interconnexion permettra de rejoindre la ville de New York. En plus des règles de marché, le Distributeur devrait être en mesure de connaître les contraintes à l'importation.

[462] La Régie ordonne au Distributeur de demander au Transporteur de préciser la capacité technique d'importation des nouvelles interconnexions Appalaches-Maine et Hertel-New York dès que leurs dates de mise en service seront connues.

³⁰⁶ Pièce [C-FCEI-0030](#), p. 25 et 26.

³⁰⁷ [Interconnexion des Appalaches-Maine.](#)

³⁰⁸ [Interconnexion Hertel-New York.](#)

[463] **La Régie ordonne également au Distributeur de mettre à jour les informations relatives aux capacités techniques d'importation, aux règles des marchés limitrophes et aux impacts sur les potentiels en énergie et en puissance disponibles pour des fins d'approvisionnements, dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement ainsi que dans les prochains états d'avancement.**

4.6 CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME POUR LES BESOINS EN PUISSANCE

[464] La stratégie du Distributeur inclut l'acquisition de produits de puissance afin de combler des besoins en pointe et d'équilibrer son bilan de puissance, de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC.

[465] Puisqu'aucun marché de puissance n'est accessible directement au Distributeur, il procède par appel d'offres pour ses achats de puissance, sur les marchés de court terme. Le marché de puissance du *New York Independent System Operator* (NYISO) est toutefois utilisé comme marché de référence par le Distributeur.

[466] L'évaluation du Distributeur de la contribution des marchés de court terme est établie sur la base des conditions suivantes :

- l'existence d'un marché de puissance;
- la capacité effective des interconnexions pour acheminer la puissance;
- la présence de contreparties disposant de capacités de puissance à commercialiser et accessibles au Distributeur.

[467] Le Distributeur soumet que, pour inscrire des quantités d'achats de court terme au bilan en puissance, conformément aux exigences du critère de fiabilité en puissance du NPCC, il doit être en mesure de contracter, à l'avance, des transactions de type UCAP avec des tiers qui dédient alors des équipements pour couvrir ses besoins.

[468] **La Régie prend acte des explications fournies par le Distributeur au sujet de la contribution des marchés de court terme pour les besoins en puissance.**

5. GESTION DES RISQUES

[469] Le Distributeur fait face à certains risques dans le cadre de sa gestion des approvisionnements, dont les principaux sont liés aux fluctuations de la demande et des prix de l'électricité, au non-respect par les fournisseurs des quantités de fourniture contractées, au défaut des contreparties ainsi qu'aux opérations transactionnelles.

[470] Pour parer aux fluctuations de la demande, le Distributeur mentionne qu'il peut moduler les livraisons d'électricité patrimoniale, les rappels d'énergie différée, les livraisons du contrat cyclable ou les achats sur les marchés de court terme. Pour pallier une hausse des besoins en puissance, il indique qu'il continuera de privilégier le recours à la GDP et aux achats de puissance sur les marchés de court terme³⁰⁹.

[471] En ce qui a trait à la forte volatilité des prix de l'électricité sur les marchés limitrophes, le Distributeur rappelle que la majeure partie de ses approvisionnements est constituée de l'électricité patrimoniale ajustée en fonction de l'indice des prix à la consommation. De plus, son portefeuille d'approvisionnements postpatrimoniaux de long terme est, pour l'essentiel, indépendant du prix du gaz naturel ou de l'électricité. Il affirme que seuls ses approvisionnements de court terme seront sujets au risque de fluctuation des prix du marché de l'électricité au cours des prochaines années³¹⁰.

[472] Compte tenu des risques identifiés par le Distributeur et des moyens mis en place pour y faire face, la Régie est satisfaite de la stratégie de gestion des risques présentée au présent dossier.

6. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

[473] L'aléa de la demande, l'aléa climatique, les pannes et les indisponibilités des équipements de production amènent le Distributeur à adopter des critères de fiabilité afin d'assurer la sécurité des approvisionnements de sa clientèle.

³⁰⁹ Pièce [B-0009](#), p. 37.

³¹⁰ Pièce [B-0009](#), p. 37.

6.1 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE

6.1.1 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE APPLICABLE À L'ENSEMBLE DES APPROVISIONNEMENTS

[474] Le critère de fiabilité en énergie applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur a été approuvé par la Régie à la suite de l'examen du plan d'approvisionnement 2005-2014³¹¹. Ce critère était formulé comme suit :

« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 5 TWh par année ».

[475] La Régie a reconduit le critère lors de l'examen des plans d'approvisionnement 2008-2017³¹², 2011-2020³¹³, 2014-2023³¹⁴ et 2017-2026³¹⁵.

[476] Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur propose de réviser le critère de fiabilité en énergie de la façon suivante :

« Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart type au-delà du scénario moyen à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par année »³¹⁶. [nous soulignons]

[477] Le Distributeur indique que le rehaussement de 1 TWh de la dépendance maximale envers les marchés voisins est établi sur la base de la capacité historique d'achat en énergie auprès de ces marchés, pour 90 % des heures de l'hiver³¹⁷.

³¹¹ Dossier R-3550-2004, décision [D-2005-178](#), p. 12.

³¹² Dossier R-3648-2007 Phase 2, décision [D-2008-133](#), p. 16.

³¹³ Dossier R-3748-2010, décision [D-2011-162](#), p. 20.

³¹⁴ Dossier R-3864-2013, décision [D-2015-013](#), p. 8.

³¹⁵ Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140](#), p. 61.

³¹⁶ Pièces [B-0009](#), p. 25, et [B-0106](#), p. 27.

³¹⁷ Pièce [B-0009](#), p. 43.

[478] La Régie considère que le rehaussement de 1 TWh de la dépendance maximale envers les marchés de court terme repose sur une utilisation prudente de ces marchés. **Elle approuve donc la révision du critère de fiabilité en énergie proposée par le Distributeur dans le présent dossier.**

[479] Aux fins du Plan, le Distributeur présente le tableau 20, qui montre que l'aléa de la demande et l'aléa climatique (l'aléa global) atteignent 4,4 TWh sur l'horizon de cinq ans. L'impact de l'ajout d'un écart-type au scénario de la demande de référence sur les approvisionnements additionnels requis se traduit par une diminution des surplus et par des achats inférieurs à 6 TWh sur les marchés de court terme à l'horizon 2025.

TABLEAU 20
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2021	2022	2023	2014	2025
Achats d'énergie	0,2	0,6	0,9	1,3	1,6
Surplus	7,6	6,2	5,1	3,7	3,6
+ Aléa d'un écart-type	3,5	3,8	4,0	4,2	4,4
Achats + 1 écart-type	1,2	1,9	2,5	3,2	3,8
Surplus + 1 écart-type	5,4	4,1	3,1	1,7	1,4

Source : Pièce [B-0106](#), p. 27.

[480] **La Régie est d'avis que le Distributeur dispose de suffisamment de ressources pour assurer le respect du nouveau critère de fiabilité en énergie.**

[481] **De plus, la Régie reconduit le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014³¹⁸.**

[482] Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité en énergie applicable à l'ensemble des approvisionnements du Distributeur sera respecté pour l'année suivante, en présentant les informations requises à l'annexe A de la décision D-2005-178. Si le critère n'était pas

³¹⁸ Dossier R-3550-2004, décision [D-2005-178](#), p. 12 et 13.

respecté, le Distributeur devrait faire état des moyens qu'il entend mettre en œuvre pour y remédier.

[483] La Régie approuve donc le nouveau critère de fiabilité en énergie pour l'ensemble des approvisionnements du Distributeur. Elle constate que le Distributeur respecte ce critère de fiabilité et maintient le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014.

6.1.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE APPLICABLE AUX APPROVISIONNEMENTS FOURNIS PAR LE PRODUCTEUR

[484] Le critère de fiabilité en énergie aux approvisionnements fournis par le Producteur consiste à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau, selon une probabilité d'occurrence de 2 %, de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives³¹⁹.

[485] La Régie maintient tel quel le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2005-2014. Ce suivi consiste à déposer et à rendre publique, en novembre, en mai et en août de chaque année, la démonstration que le critère de fiabilité applicable aux approvisionnements fournis par le Producteur est respecté. Les informations présentées à l'annexe B de la décision D-2005-178³²⁰, ainsi que l'attestation du président-directeur général d'Hydro-Québec de la fiabilité énergétique du parc de production, sont les minimums requis pour cette démonstration. Lors de situations critiques, le Distributeur devra en rendre compte, à la demande de la Régie.

[486] Sur la base des attestations déposées par le président-directeur général d'Hydro-Québec en 2019 et par la présidente-directrice générale d'Hydro-Québec en 2020³²¹, la Régie considère que le Producteur a une réserve énergétique suffisante pour combler des déficits éventuels d'apports naturels d'eau selon les critères approuvés.

³¹⁹ Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140](#).

³²⁰ Dossier R-3550-2004, décision [D-2005-178](#), p. 39, annexe B.

³²¹ [Attestation de novembre 2019](#) et [Attestation de novembre 2020](#). Les documents publics transmis à la Régie sont disponibles à l'adresse suivante : [Régie de l'énergie - Suivis de décisions \(regie-energie.qc.ca\)](#). Les références à ces documents ont été mises en preuve par le Distributeur dans les pièces [B-0009](#), p. 27, note de bas de page 3, et [B-0106](#), p. 29, note de bas de page 5.

6.2 CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

[487] Dans le cadre du plan d’approvisionnement 2011-2020, la Régie a approuvé le critère de fiabilité en puissance, tel qu’amendé par le NPCC le 1^{er} décembre 2009, lequel exige que l’espérance de délestage dans une zone d’équilibrage n’excède pas 0,1 jour par année³²².

[488] Afin d’assurer la fiabilité en puissance de l’alimentation de sa clientèle, une réserve suffisante est requise pour faire face à l’aléa global et au risque d’indisponibilité des ressources déployées par le Distributeur. Cette réserve, inscrite au bilan en puissance du Distributeur, est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC.

[489] Le taux de réserve correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance et les besoins à la pointe. Ce taux de réserve en puissance appliqué aux besoins à la pointe est déterminé pour les quatre premières années du plan et le taux de la quatrième année est appliqué au reste de l’horizon.

[490] Le tableau 21 présente l’évolution des taux de réserve depuis le dépôt du plan d’approvisionnement 2017-2026.

TABLEAU 21
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN D’APPROVISIONNEMENT
2017-2026

	Année Courante	+ 1 an	+ 2 ans	+3 ans
Plan d’approvisionnement 2017-2026	9,5%	9,9%	10,1%	10,4%
État d’avancement 2018	9,5%	9,9%	9,9%	10,1%
Plan d’approvisionnement 2020-2029	9,4%	9,5%	9,5%	9,7%
État d’avancement 2020	9,4%	9,5%	9,7%	9,7%

Sources : Pièces [B-0009](#), p. 26, tableau 4.2, et [B-0106](#), p. 28, tableau 4.3.

³²² Dossier R-3748-2010, décision [D-2011-162](#), p. 27.

[491] Les taux de réserve requise de l'État d'avancement 2020 demeurent comparables à ceux du Plan.

[492] Le Distributeur indique que la méthode d'établissement de la réserve requise est la même que celle utilisée dans le cadre des précédents plans d'approvisionnement.

[493] La Régie est d'avis que l'évaluation de la réserve de fiabilité a été faite conformément aux directives du NPCC. Bien qu'imparfaite, la méthode utilisée par le Distributeur afin de prendre en compte les taux de réserve est adéquate et conforme à la norme de la NERC relative à la sous-région du NPCC.

[494] Tel qu'annoncé, le Distributeur a réévalué la contribution en puissance des éoliennes en utilisant les séries historiques de production éolienne reconstituées par une firme spécialisée. La contribution en puissance des éoliennes s'établit maintenant à 36 % de la capacité installée³²³. Il souligne que l'évaluation de cette contribution n'a pas d'impact sur son bilan, car c'est la garantie de puissance fournie par le service d'intégration éolienne qui y est inscrite, laquelle s'établit en hiver à 40 % de la capacité éolienne en service commercial.

[495] Le Distributeur souligne que le développement d'une nouvelle version du modèle « *Multi-Area Reliability Simulation Software Program (MARS)* » est présentement en cours, en collaboration étroite avec le développeur du modèle (GE)³²⁴. Cette nouvelle version du modèle permettra l'évaluation des taux de réserve en tenant compte :

- de l'ensemble des modalités des moyens de gestion, incluant le délai d'appel;
- des caractéristiques propres aux approvisionnements du Distributeur.

[496] La Régie demande au Distributeur de déployer les efforts nécessaires afin de disposer de la nouvelle version du modèle MARS d'ici le prochain plan d'approvisionnement.

³²³ Les résultats détaillés de cette évaluation ont été déposés à la Régie dans le cadre du dossier R-4061-2018, pièce [B-0041](#).

³²⁴ Pièce [B-0182](#), p. 8.

[497] **La Régie propose que les discussions techniques en lien avec les modèles de fiabilité, les délais d'appel et les taux de diffusion fassent l'objet de séances de travail, après le dépôt du prochain plan d'approvisionnement, regroupant les représentants des intervenants reconnus au dossier ainsi que ceux du Distributeur et de la Régie.**

[498] La Régie tient à rappeler que le critère de fiabilité en puissance est utilisé pour déterminer la réserve en puissance requise annuellement sur l'horizon du Plan. Dans le cadre des plans d'approvisionnement triennaux et de leurs états d'avancement annuels, le Distributeur met à jour les taux de réserve, la réserve requise ainsi que les quantités de puissance disponibles et présente un bilan, sur l'horizon du Plan, des besoins en puissance à la pointe, selon le critère de fiabilité en puissance approuvé par la Régie. L'objectif de cet exercice en est un de planification sur l'horizon du Plan.

[499] L'objectif visé par les démonstrations annuelles de fiabilité en puissance exigées par la Régie en est un de court terme. La démonstration vise à s'assurer que le critère de fiabilité sera respecté pour la prochaine période hivernale. À cette fin, le bilan du Producteur démontrant le respect du critère de fiabilité en puissance pour le prochain hiver seulement est exigé en novembre de chaque année.

[500] La Régie est satisfaite des évaluations de la réserve en fiabilité du Plan, confirmée par l'État d'avancement 2020. **En conséquence, elle prend acte du respect du critère de fiabilité et maintient le suivi administratif établi dans sa décision relative au plan d'approvisionnement 2008-2017.**

6.3 CRITÈRE DE CONCEPTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

[501] Le réseau de transport est conçu pour acheminer les besoins prévus par le scénario de demande de référence, plus 4 000 MW. Le Transporteur a rappelé qu'il évalue, à la demande du Distributeur, en plus de la condition de pointe de charge normale, d'autres conditions, dont celle de la pointe exceptionnelle correspondant à une pointe de 4 000 MW supérieure à la pointe de charge normale³²⁵. Le Distributeur est d'avis que l'évolution de la situation depuis le dépôt du dernier plan d'approvisionnement n'exige aucun changement à l'égard de ce critère³²⁶.

³²⁵ Dossier R-4058-2018, pièce [B-0031](#), p. 8.

³²⁶ Pièce [B-0009](#), p. 33.

6.3.1 POSITION DES INTERVENANTS

[502] Jugeant que le critère de conception du réseau de transport proposé par le Distributeur est plus sévère que la norme présentée dans les documents du NPCC, l'AQCIE-CIFQ recommande à la Régie de fixer le critère de conception du réseau de transport à une capacité correspondant aux besoins prévus par le scénario de la demande de référence plus 3 226 MW (plutôt que 4 000 MW), ce qui correspond à l'écart maximal observé entre les besoins réels et les prévisions du bilan de puissance sur la période 2001-2017.

6.3.2 OPINION DE LA RÉGIE

[503] La Régie est satisfaite de la preuve déposée par le Distributeur à l'égard des 4 000 MW permettant d'évaluer la fiabilité du système de transport à la pointe du réseau, en considérant un scénario de demande en puissance exceptionnel qui reflète des conditions climatiques extrêmes.

7. COÛTS ÉVITÉS

7.1 COÛTS ÉVITÉS DE FOURNITURE

7.1.1 SIGNAL DE COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE

[504] Conformément à la demande formulée par la Régie dans sa décision D-2020-018³²⁷, le Distributeur présente une mise à jour des coûts évités en énergie et en puissance³²⁸.

[505] Le bilan en énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins en énergie qui surviennent essentiellement en hiver. Pour les mois de décembre à mars, le coût évité est de 4,8 ¢/kWh

³²⁷ Décision [D-2020-018](#), p. 11, par. 38.

³²⁸ Pièce [B-0032](#).

(\$ 2019), indexé à l'inflation. Il s'agit d'une annuité en dollars actualisés de 2019, reflétant les prix à terme des marchés de court terme de New York (NY)³²⁹.

[506] Pour le reste de l'année (avril à novembre), le signal de coût évité utilisé par le Distributeur est celui du coût de l'électricité patrimoniale, soit 2,8 ¢/kWh (\$ 2019), indexé à l'inflation³³⁰.

[507] Compte tenu du fait qu'à compter de 2027 le volume d'achat disponible auprès des marchés limitrophes aura atteint sa limite, un approvisionnement de long terme est requis pour combler les besoins additionnels. Dans ce cas, le signal de prix est de 8,2 ¢/kWh (\$ 2019) indexé à l'inflation, soit 6,1 ¢/kWh (\$ 2019) pour la fourniture, à laquelle s'ajoute le coût de transport et d'équilibrage de 2,1 ¢/kWh (\$ 2019)³³¹. Ce signal de prix reflète le prix de référence de l'électricité issu des contrats conclus à la suite du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne A/O 2013-01 et inclut les ajustements indiqués au dossier R-4057-2018 et approuvés par la Régie dans sa décision D-2019-027³³².

[508] Dans l'État d'avancement 2020³³³ ainsi que dans l'état d'avancement 2021³³⁴, le Distributeur présente une mise à jour des coûts évités en énergie de court terme. Les valeurs, indexées à l'inflation, sont établies selon la même méthode que celle présentée dans le complément de preuve.

[509] La Régie note que dans les États d'avancement 2020 et 2021, l'année 2027, qui correspond au passage des coûts évités de court terme à ceux de long terme, demeure inchangée.

³²⁹ Pièce [B-0032](#), p. 5.

³³⁰ Pièce [B-0032](#), p. 5.

³³¹ Pièce [B-0032](#), p. 5.

³³² Dossier R-4057-2018, pièce [B-0015](#), p. 8 et 9 et décision [D-2019-027](#), p. 76 et 77, par. 333 à 340.

³³³ [État d'avancement 2020](#), p. 37 (pièce B-0106).

³³⁴ [État d'avancement 2021](#), p. 37.

7.1.2 COÛTS ÉVITÉS POUR LES HEURES DE PLUS GRANDES CHARGES

Contexte

[510] Dans sa décision D-2018-025³³⁵, la Régie s'exprimait ainsi :

« [206] [...] Force est de constater que le désir d'avoir un outil d'aide à la décision, basé sur des « métriques simples et stables », est devenu difficile à combler et qu'il devient encore plus difficile d'appliquer un signal de coût universel pour une multitude de décisions sur des projets ou programmes divers et ayant une durée dans le temps différente, pouvant varier d'un horizon de moins d'un an à plus de 30 ans .

[207] La Régie s'interroge également sur l'utilisation d'un indicateur stable et lissé des coûts évités d'énergie d'hiver aux seules heures d'achats prévues sur les marchés de court terme, alors que pendant ces heures en pointe, les coûts sont beaucoup plus élevés, tel que le reconnaît le Distributeur [note de bas de page omise].

[208] Considérant ce qui précède, la Régie prend acte des coûts évités en réseau intégrés proposés par le Distributeur au présent dossier tarifaire.

[209] La Régie considère qu'il est important qu'un débat soit entrepris avant d'examiner toute méthode de calcul des coûts évités pour définir les besoins d'un signal de coûts en fonction des différents projets ou programmes à évaluer d'un point de vue économique.

[210] La Régie invite donc le Distributeur à déposer ses premières propositions à ce sujet dans un dossier distinct, ou lors du dépôt du dossier de tarification dynamique ou encore lors du prochain dossier tarifaire. [...]. [nous soulignons]

[511] Dans sa décision D-2019-027³³⁶, la Régie demandait au Distributeur de soumettre, dans le cadre du Plan, une proposition quant aux coûts évités de court terme en énergie, pour les 100 et 300 heures de plus grandes charges. Cette demande visait à identifier des coûts évités de court terme qui reflètent la valeur de l'énergie pour les périodes où la

³³⁵ Dossier R-4011-2017, décision [D-2018-025](#), p. 63 et 64.

³³⁶ Dossier R-4057-2018, décision [D-2019-027](#), p. 75, par. 329.

demande est la plus forte. Ces deux valeurs devaient servir aux analyses économiques des produits, options de GDP disponibles pour un nombre limité d'heures en hiver.

[512] En réponse à cette demande, le Distributeur propose une méthode permettant d'établir des coûts évités sur une base horaire. Il privilégie le recours à des coûts évités horaires parce qu'il estime que cette approche, tout en reflétant la valeur de l'énergie pour les périodes de plus fortes charges, est plus flexible et résulte en des coûts évités plus facilement applicables :

« [...] En effet, les coûts évités horaires pourront être utilisés dans les analyses de produits présentant des caractéristiques diverses, notamment en termes de plages horaires et de nombre d'heures de disponibilité. Ils permettront également de refléter la valeur d'un déplacement d'un kWh d'une heure vers une autre. Cette méthode pourra ainsi permettre une meilleure évaluation de certains moyens, notamment de gestion de la demande en puissance, en tenant compte de la valeur associée à la plage d'interruption et au profil de reprise de charge ou de préchauffage, le cas échéant.

De plus, l'utilisation d'un profil horaire basé sur un historique de prix favorise une certaine stabilité des coûts évités car les profils horaires sont relativement stables d'une année à l'autre, contrairement au niveau historique des prix d'achat d'énergie, qui lui varie considérablement. À cet égard, le Distributeur souligne que la variabilité importante des prix observés pour les 100 heures ou 300 heures de plus forte charge par rapport au prix moyen de l'hiver n'est pas propice à l'établissement d'un coût évité calculé à partir de l'évolution des prix historiques »³³⁷.

[513] Ainsi, les « *profils horaires* » proposés par le Distributeur permettent de calculer un coût évité pour les 100 heures de plus grandes charges ainsi qu'un coût évité pour les autres heures de l'hiver, tenant compte de l'heure de la journée et du fait qu'il s'agisse ou non d'une journée ouvrable.

[514] Plus spécifiquement, le Distributeur établit ces « *profils horaires* » sur la base des prix historiques observés sur le marché de NY, pour les cinq derniers hivers et calcule des coûts évités horaires, en appliquant les profils horaires au coût évité de court terme pour la période d'hiver, selon la méthodologie approuvée par la décision D-2019-027. Il prévoit réviser annuellement les profils horaires sur la base des prix historiques des cinq années

³³⁷ Pièce [B-0021](#), p. 3.

précédentes, pour refléter l'évolution du marché. Il ne prévoit toutefois pas que les profils changeront de façon notable d'une année à l'autre³³⁸.

Établissement des profils horaires

[515] Le Distributeur prévoit établir deux profils horaires d'hiver. Le premier profil horaire est celui des jours ouvrables du mois de janvier. Ce profil permettra de tenir compte de la valeur plus marquée de l'énergie pour les heures de fine pointe où un moyen de gestion de fine pointe, disponible pour un maximum de 100 heures, est le plus susceptible d'être appelé.

[516] Le second profil horaire utilise les prix observés pour l'ensemble des heures hivernales. Le Distributeur compte utiliser les coûts évités découlant de ce profil dans le cadre des analyses portant sur plus de 100 heures.

[517] Pour établir ces deux profils horaires, le Distributeur calcule un ratio pour chacune des heures de l'hiver, suivant la formule suivante³³⁹ :

$$\text{Ratio du prix observé à l'heure } h = \frac{\text{Prix moyen observé à l'heure } h}{\text{Prix moyen observé pour l'ensemble des heures de l'hiver}}$$

[518] Le prix moyen observé à « l'heure h » correspond à la moyenne des prix des jours ouvrables du mois de janvier, pour le premier profil, et à la moyenne des prix de l'ensemble des heures de l'hiver, pour le second profil. Dans tous les cas, les prix moyens correspondent à la moyenne des cinq derniers hivers.

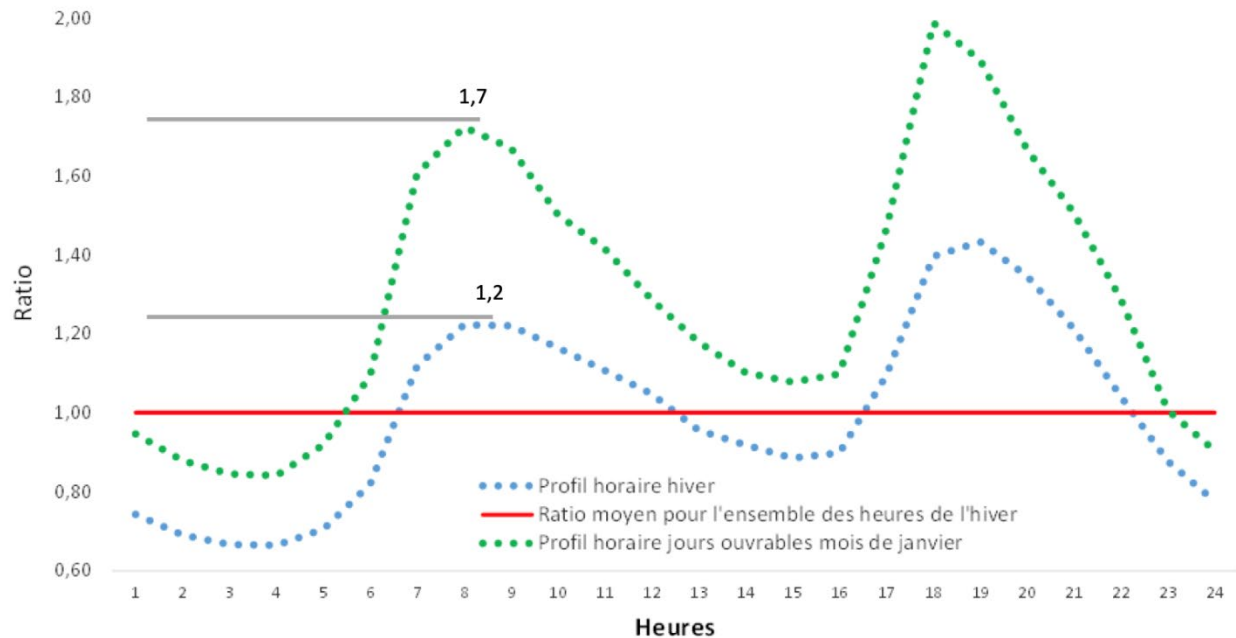
[519] À la figure 4, le Distributeur présente les résultats obtenus pour la détermination du profil du prix de l'énergie du marché de référence (le *Day-Ahead Market* de NY ou DAM NY) pour les hivers 2014-2015 à 2018-2019. Il y prend pour exemple l'heure 8 du second profil horaire (ensemble des heures de l'hiver), qui présente un ratio de 1,2. Cela signifie que le prix de l'heure 8 correspond en moyenne à 1,2 fois le prix moyen de l'ensemble des heures de l'hiver³⁴⁰.

³³⁸ Pièce [B-0021](#), p. 3.

³³⁹ Pièce [B-0021](#), p. 4.

³⁴⁰ Pièce [B-0021](#), p. 4.

FIGURE 4
 PROFIL DU PRIX DE L'ÉNERGIE DU MARCHÉ DE
 NY POUR LES HIVERS 2014-2015 À 2018-2019



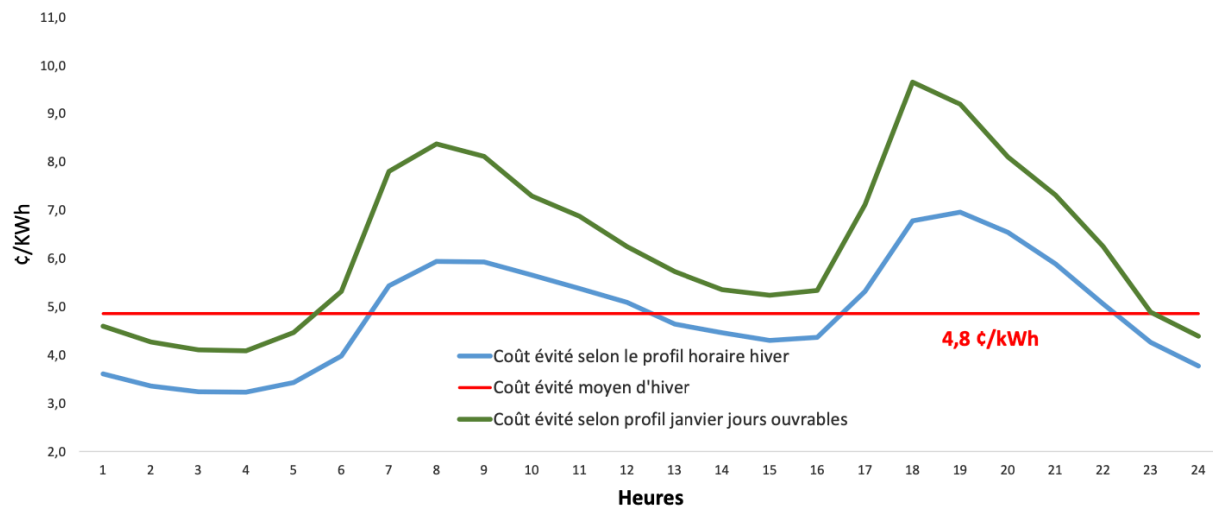
Source : Pièce [B-0021](#), p. 5, figure 1.

Calcul des coûts évités horaires

[520] Pour établir les coûts évités horaires, les profils horaires sont ensuite appliqués au coût évité de court terme en énergie. Pour chacune des heures, le coût évité moyen est ainsi multiplié par le facteur de pondération de chacun des deux profils horaires établis.

[521] La figure 5 présente les coûts évités horaires, calculés sur la base des profils horaires de la figure 4, tenant compte de la plus récente mise à jour du coût évité en énergie de court terme pour la période d'hiver (4,8 ¢/kWh (\$ 2019)).

FIGURE 5
COÛTS ÉVITÉS HORAIRES EN ÉNERGIE (¢/KWH)



Source : Pièce [B-0021](#), p. 6, figure 2.

[522] Le Distributeur présente, au tableau 22, le détail, heure par heure, des valeurs des deux profils horaires et des coûts évités obtenus à partir de sa nouvelle méthode³⁴¹.

³⁴¹ Pièce [B-0021](#), p. 7.

TABLEAU 22
PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES

	Profils horaires (ratio)		Coûts évités horaires (¢/kWh)	
	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver
h1	0,9	0,7	4,6	3,6
h2	0,9	0,7	4,3	3,4
h3	0,8	0,7	4,1	3,2
h4	0,8	0,7	4,1	3,2
h5	0,9	0,7	4,5	3,4
h6	1,1	0,8	5,3	4,0
h7	1,6	1,1	7,8	5,4
h8	1,7	1,2	8,4	5,9
h9	1,7	1,2	8,1	5,9
h10	1,5	1,2	7,3	5,7
h11	1,4	1,1	6,9	5,4
h12	1,3	1,0	6,2	5,1
h13	1,2	1,0	5,7	4,6
h14	1,1	0,9	5,4	4,5
h15	1,1	0,9	5,2	4,3
h16	1,1	0,9	5,3	4,4
h17	1,5	1,1	7,1	5,3
h18	2,0	1,4	9,7	6,8
h19	1,9	1,4	9,2	7,0
h20	1,7	1,3	8,1	6,5
h21	1,5	1,2	7,3	5,9
h22	1,3	1,0	6,3	5,1
h23	1,0	0,9	4,9	4,3
h24	0,9	0,8	4,4	3,8

Source : Pièce [B-0021](#), p. 7, tableau 1.

Différenciation pointe et hors pointe des marchés

[523] Compte tenu que les profils horaires, issus de la nouvelle méthodologie proposée, sont établis à partir d'une moyenne mobile sur cinq ans des prix DAM, le Distributeur propose de ne plus fournir la moyenne mobile sur cinq ans de ces prix DAM (marché de NY – Zone M), tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2011-028³⁴². Il soumet que les coûts évités horaires en énergie de court terme qu'il propose, suivant la nouvelle méthode, reflètent les conditions du marché de référence à partir duquel il s'approvisionne. L'information qui y est présentée est plus précise et permet de calculer des prix en pointe

³⁴² Dossier R-3740-2010, décision [D-2011-028](#), p. 26, par. 69.

et hors pointe selon les plages horaires requises pour les besoins d'analyse, soit les heures de pointe standard ou des périodes plus restreintes³⁴³.

Position des intervenants

[524] L'AHQ-ARQ soumet que la méthode proposée par le Distributeur pour déterminer les coûts évités aux heures de forte demande ne respecte pas l'ordonnance de la Régie, puisqu'elle ne fournit pas de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 et 300 heures de plus grandes charges. Or, l'intervenant rappelle que plusieurs moyens d'approvisionnement du Distributeur doivent respecter des maximums d'heures d'utilisation annuelle de l'ordre de 100 ou de 300 heures.

[525] Conséquemment, l'AHQ-ARQ recommande de ne pas retenir la proposition du Distributeur pour l'établissement des coûts évités en énergie pour les heures de plus grandes charges. Il recommande plutôt de retenir une méthode qui tienne compte des prix réels des achats de court terme aux heures de fine pointe et aux heures de pointe. Il recommande également que les prix tiennent compte d'un historique des cinq hivers les plus récents observés. Enfin, l'intervenant recommande de mettre cette évaluation à jour annuellement et de prévoir un mécanisme permettant aux personnes intéressées d'interroger le Distributeur et de formuler des recommandations sur ce sujet³⁴⁴.

[526] Selon le RNCREQ, la nouvelle méthode des profils horaires proposée par le Distributeur réussit mal à approximer ces coûts évités réels³⁴⁵. L'intervenant soumet que les prix réels d'achats de court terme ne dépendent pas beaucoup de la distinction par heure de la journée et qu'un grand nombre d'heures ne nécessitent pas d'achats de court terme en hiver, pour lequel le coût évité correspond au coût de l'énergie patrimoniale.

³⁴³ Pièce [B-0032](#), p. 6.

³⁴⁴ Pièce [C-AHQ-ARQ-0046](#), p. 189.

³⁴⁵ Pour cet exercice, les « *coûts évités réels* » sont définis comme suit : pour une heure où un achat de court terme (« ACT ») a eu lieu, c'est le coût moyen de l'énergie achetée; pour une heure sans ACT, c'est le coût de l'énergie patrimoniale.

[527] À cet égard, le RNCREQ prend pour exemple l'hiver 2017-2018 :

« [...] le coût de l'électricité patrimoniale est à la marge (pas d'ACT) pour presque les deux tiers des heures de l'hiver, mais pour seulement 9 % des 300 h de plus grande charge, et seulement 1 % des 100 h de plus grande charge »³⁴⁶.

[528] La démonstration de l'expert du RNCREQ, M. Raphals, repose sur une comparaison des coûts moyens réels des achats de l'hiver 2017-2018 par rapport aux coûts évités obtenus selon la méthode du Distributeur. Selon cet expert, pour les heures de plus grandes charges, la méthode du Distributeur sous-estime les coûts évités alors que, pour le grand nombre d'heures d'hiver où l'électricité patrimoniale est suffisante pour répondre à la demande, la méthode surestime les coûts évités³⁴⁷.

[529] Par ailleurs, l'expert soumet que :

« La valeur du profil basé sur NYISO\$US pour 18 h en janvier (jour ouvrable) est de 1.5 selon les données de 2017-18, signifiant que le prix moyen pour une telle heure était 1.5 fois plus élevé que la moyenne. (Selon les profils utilisés par HQD, basé sur un historique de 5 ans, il serait de 2.0.) Toutefois, le profil de 18 h pour les prix réels de 2017-18 n'est que de 1.1. Ainsi, le profil sur lequel se base le calcul des coûts évités, selon l'approche de HQD, est presque invisible dans les prix réellement payés pour les achats de court terme! Cela suggère que ce profil n'est pas un bon indicateur pour prédire les prix des ACT »³⁴⁸.

[530] Enfin, le RNCREQ s'étonne de l'utilisation de l'indicateur de prix US\$ DAM NYISO, puisque ce dernier ne tient pas compte des taux de change ou des différents frais qui s'appliquent aux importations de chaque région. L'intervenant estime que les valeurs en dollars canadiens présentées aux Relevés de livraisons d'énergie (onglet EC), décrits comme (DAM HQ + TSC NYPA-HQ + NTAC + SC NYISO) * T", seraient un meilleur indicateur de prix pour la détermination des profils horaires.

³⁴⁶ Pièce [C-RNCREQ-0019](#), p. 10.

³⁴⁷ Pièce [C-RNCREQ-0019](#), p. iii.

³⁴⁸ Pièce [C-RNCREQ-0019](#), p. 12.

[531] L'expert du RNCREQ propose une approche de régression linéaire segmentée basée sur la charge horaire (les besoins réguliers domestiques, ou BRD)³⁴⁹. Cette méthode fixe le coût évité pour une heure donnée de l'année selon la prévision de la charge BRD établie par le Distributeur pour cette heure précise. Selon l'expert :

« [...] [cette méthode] réussit beaucoup mieux à prédire les coûts évités réels, et ce, pour les deux seules années pour lesquelles les données existent (2017-18 et 2018-19). Cette approche cherche à identifier des tronçons qui diffèrent l'un de l'autre, et les formules linéaires pour définir la relation pour chaque tronçon »³⁵⁰.
[nous soulignons]

[532] L'expert soumet que la méthode proposée par le RNCREQ s'applique à l'année entière aussi bien qu'à l'hiver, incluant les heures de plus grandes charges. Elle permet également d'estimer les coûts évités associés à n'importe quel groupe d'heures, de même que les coûts totaux des achats de court terme pour les années à venir.

[533] En ce qui a trait à l'utilisation de coûts historiques, le RNCREQ s'explique mal la critique du Distributeur à l'effet qu'il ne serait pas adéquat d'utiliser ce types de coûts pour évaluer des coûts futurs. Il rappelle que la méthode du Distributeur est elle-même basée sur des données historiques³⁵¹.

[534] Le RNCREQ précise que la méthode proposée par l'expert Raphals permet de combiner les résultats de plusieurs années, afin de les rendre dynamiques. Ainsi, plus le modèle sera alimenté en données réelles, plus il sera fiable. Au moment de préparer son rapport, M. Raphals n'avait accès qu'aux données des années 2017-2018 et 2018-2019. Le RNCREQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur de rendre publics les quantités et prix horaires de ses achats de court terme pour les années 2014 à 2016 inclusivement, afin de rendre possible la fixation des coûts évités horaires sur une base plus stable³⁵².

³⁴⁹ Mandaté par le RNCREQ pour analyser la méthode proposée par le Distributeur et, au besoin, proposer une méthode plus adéquate (pièce [C-RNCREQ-0018](#), p. 17.)

³⁵⁰ Pièce [C-RNCREQ-0019](#), p. iv.

³⁵¹ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 31.

³⁵² Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 31 et 32.

[535] L'intervenant estime que le Distributeur fait erreur lorsqu'il affirme que la méthode de M. Raphals n'est pas flexible puisqu'elle fixe uniquement deux prix. Il rappelle que la méthode de M. Raphals ne fixe pas de prix mais fait plutôt la moyenne des coûts évités horaires prévisionnels individuels sur le nombre d'heures de l'analyse requise. Il soumet ensuite que la méthode de M. Raphals est plus flexible que celle du Distributeur car elle peut être appliquée aux coûts évités horaires pour n'importe quelle période dans l'année, contrairement à celle du Distributeur qui s'applique uniquement en hiver. Selon le RNCREQ, il s'agit d'un élément important, étant donné la croissance importante prévue à l'égard du nombre d'heures par année où des achats de court terme seront requis³⁵³.

[536] Le RNCREQ recommande que la Régie rejette la méthode de profils horaires du Distributeur parce qu'elle ne réussit pas à expliquer les prix réellement payés pour les achats de court terme. L'intervenant demande que la Régie adopte plutôt comme principe la fixation des coûts évités horaires en fonction de la charge totale prévue, avec une formule basée sur les meilleures données historiques disponibles. À cet égard, le RNCREQ propose que la Régie adopte les coûts évités pour les 100 et 300 heures de plus grandes charges présentés par son expert, ou qu'elle exige du Distributeur une nouvelle estimation des coûts évités pour les 100 et 300 heures de plus grandes charges, basée sur :

- une prévision de la demande mise à jour (tenant compte, notamment, des effets de la pandémie de COVID-19 et de la décision D-2021-007);
- des données historiques additionnelles;
- tout autre facteur que le Distributeur jugera important³⁵⁴.

Réplique du Distributeur

[537] Selon le Distributeur, la méthode qu'il propose permet de refléter la valeur du coût de l'énergie pour les périodes de plus fortes charges, tout en étant flexible et ayant une large palette d'applications. Elle a de plus le mérite de permettre d'évaluer la valeur du déplacement d'un kWh d'une heure vers une autre, permettant une meilleure évaluation de certains moyens de GDP. Cette méthode répond ainsi à un autre souhait déjà exprimé par la Régie.

³⁵³ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 31 et 32.

³⁵⁴ Pièce [C-RNCREQ-0069](#), p. 33 et 34.

[538] Par ailleurs, l'utilisation d'un profil horaire basé sur un historique de prix sur cinq ans favorise une certaine stabilité du signal de prix, car les profils horaires utilisés sont stables d'une année à l'autre, ce qui n'est pas le cas avec l'utilisation directe des prix historiques.

[539] Le Distributeur ajoute que sa proposition est cohérente avec les coûts évités déjà utilisés, puisqu'elle pondère un coût évité (énergie CT) déjà approuvé par la Régie. En résumé, sa proposition a comme propriétés d'être stable, simple, utile, flexible et orientée vers l'avenir. L'approche du Distributeur lui permet également de s'immuniser contre les impacts des conditions climatiques et des stratégies d'approvisionnement en électricité de court terme.

[540] Le Distributeur est donc d'avis que sa proposition est largement supérieure à celle, plus complexe, de l'expert du RNCREQ, qui est fonction de la charge totale prévue, avec une formule basée sur les données historiques de plusieurs années. Le Distributeur rappelle à cet égard que les prix passés ne sont pas garants des prix futurs. Un coût évité prenant appui sur des coûts passés n'est donc pas opportun.

[541] D'ailleurs, l'expert du RNCREQ semble le reconnaître lorsqu'il conclut que deux années ne sont pas suffisantes pour tirer des conclusions, bien qu'il s'avance, justement, à évaluer la performance de l'approche du Distributeur à partir des données de deux années historiques non normalisées.

[542] Enfin, le Distributeur rappelle que les coûts évités visent essentiellement à soutenir la prise de décisions et que pour prendre de bonnes décisions sur des projets futurs, il faut un signal de prix stable tourné vers l'avenir³⁵⁵.

Opinion de la Régie

[543] La Régie accepte la proposition du Distributeur pour le Plan mais, tenant compte des observations de l'AHQ-ARQ et du RNCREQ, lui demande d'examiner certaines pistes qui pourraient constituer des éléments d'amélioration de sa méthode d'établissement des coûts évités.

³⁵⁵ Pièce [B-0178](#), p. 8 à 10.

[544] Dans la mesure où ces informations sont disponibles, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre de son prochain plan d'approvisionnement :

- une revue de la littérature sur les méthodologies utilisées par les distributeurs d'électricité (nord-américains de préférence) pour prévoir les coûts évités (ou les coûts marginaux) en énergie à court terme;
- les quantités et les prix horaires des achats de court terme pour les années de 2014 à 2016 afin de tester la robustesse de l'approche proposée par le RNCREQ;
- les quantités et les prix horaires des achats de court terme pour les années 2019 à 2021 inclusivement (hivers 2019-2020 à 2021-2022).

[545] En outre, la Régie ordonne au Distributeur de déposer, lors de son prochain plan d'approvisionnement :

- une évaluation des avantages et des inconvénients de la proposition du RNCREQ de fixer les coûts évités horaires en fonction de la charge totale prévue dans le plan d'approvisionnement, en utilisant les données historiques des années 2014 à 2021 et en apportant des ajustements si requis;
- une comparaison des résultats de cette méthode avec ceux de la méthodologie actuelle;
- une évaluation des avantages et des inconvénients de tenir compte des prix réels des achats de court terme réalisés durant les heures de pointe et de fine pointe des cinq hivers les plus récents.

[546] À la lumière des résultats de ces examens, la Régie demande au Distributeur d'identifier les améliorations qu'il estime souhaitable d'apporter à la méthodologie proposée dans le présent dossier et d'en évaluer l'impact, le cas échéant, sur les rentabilités et les offres des programmes ou des options tarifaires.

7.1.3 SIGNAL DE COÛT ÉVITÉ DE LA PUISSANCE

Signal de coût évité de la puissance de court terme et de long terme

[547] Le signal de coût évité de la puissance de court terme présenté par le Distributeur dans un complément de preuve est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2019, indexé à l'inflation). Il reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP³⁵⁶.

[548] Dans ce même complément de preuve, le Distributeur présente, tel que demandé par la Régie³⁵⁷, la plus récente prévision de prix de la puissance d'ESAI Power LLC (ESAI)³⁵⁸, un organisme spécialisé dans la prévision des prix pour de la puissance de court terme sur les marchés nord-américains (prix UCAP). Ces prix sont utilisés par le Distributeur pour la détermination du coût évité de puissance de court terme.

[549] Selon le Distributeur, le signal actuel de coût évité de la puissance de court terme reflète le coût attendu des approvisionnements en puissance de type UCAP, ayant comme référence le marché de court terme de NY. Afin de comparer les prévisions d'ESAI avec ce signal de coût évité, plusieurs éléments doivent être considérés. Le Distributeur explique :

« D'abord, le prix prévu par ESAI pour le UCAP durant l'hiver est exprimé en \$US/kW-mois et couvre une période de référence de six mois (winter strip auction de novembre à avril). En plus d'être converti en dollars canadiens, ce prix doit être exprimé en \$/kW-hiver afin d'être comparé au coût évité de la puissance de court terme. Le Distributeur rappelle d'ailleurs que, dans ce dernier cas, la période de référence est plutôt de quatre mois (décembre à mars). Le Distributeur souligne également que, généralement, les mois de novembre et d'avril inclus dans la période hivernale utilisée par ESAI sont ceux où les prix sont les plus faibles et où il n'y a pas de besoin en puissance. En conséquence, le prix moyen pour les mois

³⁵⁶ Pièce [B-0032](#), p. 6.

³⁵⁷ Dans sa décision D-2019-027 (dossier R-4057-2018 Phase 1, décision [D-2019-027](#), p. 79, par. 350 et 352), la Régie ordonnait au Distributeur de déposer, au besoin sous pli confidentiel, les rapports et publications des organismes spécialisés utilisés pour la détermination du coût évité de puissance de court terme. La Régie souhaitait alors s'assurer que « les signaux de coûts évités proposés par le Distributeur demeurent vraisemblables et reflètent adéquatement les anticipations du marché pour de la puissance de court terme ».

³⁵⁸ Pièce B-0035 (sous pli confidentiel). Le Distributeur souligne que ces données sont déposées sous pli confidentiel pour les motifs invoqués à la déclaration solennelle déposée au présent dossier comme pièce [B-0034](#).

de décembre à mars serait vraisemblablement plus élevé que ceux pour l'ensemble de la période hivernale utilisée par ESAI.

De plus, l'évaluation du prix UCAP repose notamment sur les prix attendus sur les marchés. Or, le Distributeur rappelle qu'il n'a pas directement accès aux encans du marché de New York pour ces produits, mais doit plutôt procéder par appels d'offres. Ainsi, ses coûts d'approvisionnement en puissance de court terme incluent une prime par rapport au prix sur le marché. Historiquement, le prix payé par le Distributeur peut être jusqu'à cinq fois plus élevé que celui de l'encan. Lors du dernier appel d'offres pour de la puissance de court terme, en novembre 2019, le Distributeur a payé environ trois fois le prix de l'encan du marché de New York.

En conséquence, il appert des données apparaissant au tableau 1 que, si les variations du prix de la puissance de court terme peuvent être importantes d'une année à l'autre, la valeur de 20 \$/kW-hiver associée au signal de coût évité de court terme est non seulement raisonnable, mais peut même apparaître conservatrice au regard de ces données »³⁵⁹.

[550] Le signal de coût évité de long terme est de 115 \$/kW-an (\$ 2019, indexé à l'inflation). Ce signal est basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

Opinion de la Régie

[551] La Régie rappelle que, dans sa décision D-2019-027, elle estimait qu'un coût évité étant une notion économique qui doit refléter les coûts futurs, il est préférable de se baser sur des prix futurs lorsque des prévisions sont disponibles.

[552] Elle reconnaissait également le contexte transactionnel particulier du Distributeur, notamment qu'il n'a pas directement accès aux encans pour des produits de puissance de type UCAP, mais doit plutôt procéder par appels d'offres ou par la sollicitation de plusieurs producteurs, dans le but d'obtenir le meilleur prix pour les quantités recherchées³⁶⁰.

³⁵⁹ Pièce [B-0032](#), p. 7 et 8.

³⁶⁰ Dossier R-4057-2018 Phase 1, décision [D-2019-027](#), p. 79, par. 349.

[553] Enfin, la Régie se déclare satisfaite des explications du Distributeur relatives aux différents éléments qui doivent être considérés afin de comparer les prévisions d'ESAI avec ce signal de coût évité.

[554] Pour ces motifs, la Régie approuve le coût évité de puissance de court terme proposé par le Distributeur, soit 20 \$/kW-hiver (\$ 2020), indexé à l'inflation³⁶¹ et le coût évité de long terme, soit 115 \$/kW-an (\$ 2019, indexé à l'inflation).

Application des coûts évités de puissance de long terme

[555] Lorsque les moyens planifiés, jumelés aux achats prévus sur les marchés de puissance de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins anticipés du Distributeur, le signal de coût évité de puissance de court terme est utilisé. Au-delà de cette période, le signal de coût évité de puissance utilisé est celui de long terme³⁶².

[556] Le bilan de puissance déposé dans la preuve initiale du Distributeur prévoit le besoin d'un approvisionnement de long terme à compter de l'hiver 2025-2026, considérant une contribution des marchés de court terme de 1 100 MW³⁶³. Ainsi, pour les hivers 2019-2020 à 2024-2025, le signal de coût évité de puissance est celui de court terme. À compter de l'hiver 2025-2026, c'est le signal de coût évité de puissance de long terme qui est utilisé. Le signal de coût évité de long terme est de 116 \$/kW-an (\$ 2020, indexé à l'inflation) et il est basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01³⁶⁴.

[557] Selon le bilan en puissance présenté dans l'État d'avancement 2020, les moyens planifiés, jumelés aux achats prévus sur les marchés de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins anticipés jusqu'à l'hiver 2025-2026. Par la suite, les bilans montrent des besoins pour de nouveaux approvisionnements de long terme à partir de l'hiver 2026-2027³⁶⁵.

³⁶¹ [État d'avancement 2020](#), p. 37.

³⁶² Pièce [B-0032](#), p. 6.

³⁶³ Pièce [B-0009](#), p. 18, tableau 3.2.

³⁶⁴ Pièce [B-0106](#), p. 37 et 38.

³⁶⁵ Pièce [B-0106](#), p. 22, tableau 3.2, bilan en puissance révisé.

[558] Tel qu'il appert des bilans en puissance déposés dans le cadre du complément de preuve de février 2021, le point de bascule entre le coût évité de puissance de court terme et celui de long terme est repoussé d'une année, c'est-à-dire que, pour les hivers 2020-2021 à 2026-2027, le signal de coût évité de puissance est de 20 \$/kW-hiver (\$ 2020, indexé à l'inflation) et reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP. À compter de l'hiver 2027-2028, le signal de coût évité en puissance de long terme entre en vigueur.

[559] En fonction du bilan de puissance présenté dans le complément de preuve de février 2021³⁶⁶, ainsi que celui de l'État d'avancement 2021³⁶⁷, la Régie prend acte que les approvisionnements planifiés en puissance sont suffisants pour répondre aux besoins jusqu'à l'hiver 2025-2026. À partir de l'hiver 2026-2027, la contribution maximale des marchés de court terme, soit 1 100 MW, devrait être atteinte et de nouveaux approvisionnements de long terme seront requis³⁶⁸.

8. MESURES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[560] Le Distributeur soumet que le contexte énergétique dans lequel il évolue a changé. Il fait face à des besoins énergétiques importants auxquels l'efficacité énergétique peut répondre en partie. Il s'est ainsi donné un objectif d'économie d'énergie « *audacieux* » de 8,2 TWh, dont 6 TWh aux secteurs résidentiel et commercial, à l'horizon 2029³⁶⁹.

[561] Il indique qu'en 2020, 500 GWh ont pu être économisés par ses programmes. Outre le maintien de l'équilibre de l'offre et de la demande, le Distributeur soumet qu'« *il y a une volonté de la part d'Hydro-Québec de maximiser le potentiel en efficacité énergétique, de stimuler l'économie du Québec et d'encourager de bonnes habitudes de consommation* ». Le Distributeur précise à ce propos :

« En effet, le Distributeur se retrouve dans une situation où qu'il fait face à des besoins, là, à plus long terme. Et l'efficacité étant un bon vecteur, là, pour réduire ces besoins-là, là. Si on ne faisait pas d'effort supplémentaire pour l'efficacité

³⁶⁶ Pièce [B-0114](#), p. 5, tableau 2.1.

³⁶⁷ Pièce [B-0201](#), p. 11 et [État d'avancement 2021](#), p. 22.

³⁶⁸ Pièce [B-0114](#), p. 5.

³⁶⁹ Pièce [B-0024](#), p. 58.

énergétique, on aurait des besoins à approvisionner beaucoup plus importants. Et aussi, bien il y a une volonté, une volonté, là, de l'entreprise de maximiser, là, le potentiel de l'efficacité énergétique. On juge que c'est quand même un bon vecteur, là, pour aussi stimuler l'économie, avoir des retombées au Québec, s'assurer qu'on... qu'on ait des bonnes habitudes de consommation pour limiter les enjeux en puissance »³⁷⁰.

[562] Le tableau 23 présente la prévision des contributions annuelles de l'efficacité énergétique, en termes d'économie d'énergie, sur l'horizon du Plan.

TABLEAU 23
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE,
EN TERMES D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Secteurs											
<i>Résidentiel</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>Commercial</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>Industriel</i>	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

Source : Pièce [B-0007](#), p. 53, tableau 3.12.

[563] L'efficacité énergétique contribue aux bilans d'énergie et de puissance du Distributeur et a une incidence directe sur ses besoins d'approvisionnement, en particulier lors des périodes de pointe. C'est pourquoi le Distributeur entend continuer de miser sur la sensibilisation aux meilleures pratiques, sur des appuis financiers et sur l'accompagnement des clients en matière de gestion de l'énergie.

[564] Le Distributeur présente, au tableau 24, ses orientations en matière d'efficacité énergétique, en termes d'économie d'énergie, à l'horizon du Plan.

³⁷⁰ Pièce [B-0178](#), p. 4 et 5.

TABLEAU 24
ORIENTATIONS DU DISTRIBUTEUR EN MATIÈRE D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE -
ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

Orientations du Distributeur
Clientèle résidentielle
> Sensibiliser les clients aux meilleures pratiques et les accompagner pour une meilleure gestion de l'énergie
> Améliorer les outils favorisant une meilleure connaissance de la consommation d'électricité
> Rester à l'affût des opportunités offertes par de nouveaux produits ou services
> Favoriser le développement des connaissances des jeunes en matière d'utilisation efficace de l'électricité
> Offrir un appui financier lorsque justifié, par exemple, pour les ménages à faible revenu
Clientèle affaires
> Optimiser l'offre de programmes, compte tenu des résultats obtenus dans les dernières années
> Demeurer à l'affût de développements technologiques et de nouvelles pratiques, notamment pour l'électrification efficace des bâtiments et des procédés industriels
> Élargir, s'il y a lieu, l'admissibilité au volet Système de gestion de l'énergie électrique inspiré d'ISO 50 001
Transformation de marchés
> Poursuivre les travaux auprès des organismes responsables afin de faire évoluer les normes et codes en matière d'efficacité énergétique

Source : Pièce [B-0009](#), p. 22.

8.1 POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[565] Le Distributeur a déposé à la Régie, en septembre 2021, en suivi de la décision D-2019-088³⁷¹, une mise à jour du potentiel technico-économique (PTÉ) des mesures d'efficacité énergétique.

³⁷¹ Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#), p. 111.

[566] Le résultat global du PTÉ d'économies d'énergie, sur un horizon de cinq ans est ainsi estimé à 5 147 GWh pour le secteur résidentiel, à 389 GWh pour le secteur agricole, à 8 208 GWh pour le secteur commercial et institutionnel, à 1 409 GWh pour les petites et moyennes industries et à 9 305 GWh pour les grandes industries³⁷².

[567] Le Distributeur rappelle que ce PTÉ est un exercice théorique qui se base sur des équipements existants et installés. Les coûts considérés dans cette étude sont des coûts génériques de base pour l'équipement et son installation, sans considération des coûts de commercialisation ou d'exploitation, notamment. Il insiste sur l'importance de ne pas directement comparer les coûts d'un PTÉ aux coûts réels d'un programme ou d'une initiative déployé auprès de la clientèle³⁷³.

8.2 NOUVEAUX PROGRAMMES

[568] Le Distributeur est en réflexion pour l'ajout de nouveaux programmes et approches ayant pour objectif de stimuler la participation de ses clients. Il rappelle toutefois que certains programmes ont vu le jour depuis le Plan ou le seront à brève échéance, entre autres :

«

- *Solution efficace pour la clientèle affaires avec des bonifications et l'ajout de nouvelles mesures (2020);*
- *Rémunération incitative aux agrégateurs pour la promotion de l'efficacité énergétique;*
- *Programme d'aide financière pour les thermopompes pour le marché résidentiel (2021);*
- *Développement d'outils pour faciliter la vie de l'ensemble de la clientèle »*³⁷⁴.

[569] L'introduction d'un programme de thermopompes efficaces et d'un projet pilote d'accumulateurs thermiques centraux avec aide financière est également envisagée³⁷⁵.

³⁷² [Suivi administratif de la décision D-2019-088 – Études de PTÉ](#), p. 11.

³⁷³ Pièce [B-0178](#), p. 4 et 5.

³⁷⁴ Pièce [B-0178](#), p. 4.

³⁷⁵ Pièce [B-0182](#), p. 9 et 10.

8.3 POSITION DES INTERVENANTS

[570] Le CQ3E recommande de mettre en lumière, de façon plus explicite, la contribution de l'efficacité énergétique dans la planification des approvisionnements³⁷⁶.

[571] L'intervenant recommande également d'arrimer le cycle de mise à jour des études de PTÉ afin de mieux documenter l'efficacité énergétique dans le processus de préparation des plans d'approvisionnement. Il estime que la prévision de la contribution de l'efficacité énergétique au bilan électrique québécois devrait être établie en fonction d'un pourcentage d'atteinte plus ambitieux de ce potentiel.

[572] Le CQ3E recommande enfin de mettre en œuvre les initiatives nécessaires afin que l'efficacité énergétique comble davantage le déficit d'approvisionnement prévu au-delà des années 2025 et 2026. Selon lui, la contribution de l'efficacité énergétique peut être au moins deux fois plus élevée que la contribution prévue au Plan³⁷⁷.

[573] Le RNCREQ recommande que la Régie reconnaisse que les efforts du Distributeur en matière d'efficacité énergétique sont insuffisants et l'invite, notamment, à réinstaurer des programmes dotés d'appuis financiers afin de capter un plus grand potentiel d'efficacité énergétique³⁷⁸.

[574] Dans un souci de transparence, le ROEE souhaite que le Distributeur intègre dorénavant la contribution en énergie résultant des programmes d'efficacité énergétique directement dans le bilan en énergie, lors des rapports sur l'état d'avancement du Plan ainsi que dans le cadre des prochains plans d'approvisionnement³⁷⁹.

[575] Le ROEE recommande également que le Distributeur entreprenne des démarches afin de procéder à une révision de la grille d'analyse des soumissions pour faciliter le dépôt de projets d'efficacité énergétique désirant répondre aux appels d'offres.

³⁷⁶ Pièce [C-CQ3É-0013](#), p. 9.

³⁷⁷ Pièce [C-CQ3É-0022](#), p. 2 à 6.

³⁷⁸ Pièce [C-RNCREQ-0018](#), p. 12.

³⁷⁹ Pièce [C-ROEE-0018](#), p. 4 à 7.

[576] Enfin, le ROEE réitère sa recommandation à l'effet que le Distributeur révise ses approvisionnements de manière à prioriser l'exploitation du plein potentiel d'économie d'énergie.

8.4 OPINION DE LA RÉGIE

[577] La Régie rappelle que sa compétence en matière d'efficacité énergétique a été substantiellement modifiée par l'effet combiné de la Loi sur la simplification et de la *Loi visant principalement la gouvernance efficace de la lutte contre les changements climatiques et à favoriser l'électrification*³⁸⁰ (le PL n° 44).

[578] D'une part, les budgets du Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) du Distributeur, qui étaient auparavant examinés dans le cadre de dossiers tarifaires, ne seront pas avant 2025. D'autre part, la Régie n'a plus le pouvoir d'approuver les programmes et les mesures d'efficacité énergétique du Distributeur, ni l'apport financier nécessaire à leur réalisation, en vertu de l'article 85.41 de la Loi.

[579] La décision D-2019-088³⁸¹, qui comporte plusieurs suivis ordonnés par la Régie, a été rendue en fonction de la compétence de cette dernière avant les modifications législatives³⁸².

[580] Ces suivis ont aussi fait l'objet des décisions D-2020-055³⁸³ et D-2020-072³⁸⁴, ayant été publiées avant l'entrée en vigueur, le 1^{er} novembre 2020, du PL n° 44.

³⁸⁰ [LQ 2020, c. 19](#).

³⁸¹ Dossier R-4043-2018, décision [D-2019-088](#).

³⁸² Note : tel qu'indiqué au [paragraphe 397](#) de cette décision, le cycle de mise à jour des PTÉ du Distributeur a été fixé à 5 ans.

³⁸³ Dossier R-4100-2019, décision [D-2020-055](#).

³⁸⁴ Dossier R-4100-2019, décision [D-2020-072](#).

[581] Dans le cadre de l'examen du Plan, le pouvoir de la Régie est limité à prendre connaissance des mesures d'efficacité énergétique prévues par le Distributeur pour répondre partiellement à la demande, ainsi que la quantification globale des économies d'énergie associées à ces mesures, incluse à son bilan énergétique, à l'horizon du Plan. Le caractère adéquat de ces mesures et le coût qui y est associé relèvent dorénavant du gouvernement du Québec et du ministre, selon les fonctions qui leur sont dévolues en vertu du PL n° 44.

[582] La Régie estime qu'il est important de suivre l'évolution de la contribution annuelle en économie d'énergie associée à l'efficacité énergétique, à l'horizon du Plan. **C'est pourquoi elle ordonne au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, ainsi que dans les états d'avancement subséquents, les informations relatives à la prévision annuelle d'économie d'énergie attribuable aux interventions en efficacité énergétique du Distributeur, prises en compte dans le bilan de la demande, pour les secteurs résidentiel, commercial et industriel, tel qu'il apparaît aux tableaux R-3.2 et R-3.3 de la pièce B-0046³⁸⁵.**

II. RÉSEAUX AUTONOMES

9. PRÉVISION DE LA DEMANDE

[583] La prévision de la demande d'électricité en énergie et en puissance pour les réseaux autonomes s'appuie sur l'analyse des données historiques (ventes, production des centrales et abonnements), sur la croissance démographique prévue ainsi que sur l'évolution attendue des consommations unitaires. Cette prévision prend aussi en compte l'impact des interventions en efficacité énergétique.

[584] La prévision des besoins en énergie et en puissance, quant à elle, inclut également la consommation des centrales, l'usage interne pour les bâtiments du Distributeur ainsi que le niveau des pertes liées à la distribution et au transport de l'électricité³⁸⁶.

³⁸⁵ Pièce [B-0046](#), p. 8.

³⁸⁶ Pièce [B-0010](#), p. 25.

[585] La Régie précise que le réseau des IDLM fait l'objet d'un examen dans le cadre de la phase 2 du présent dossier et ne sera donc pas traité dans la présente décision.

9.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE – NOVEMBRE 2019

[586] Les tableaux 25 et 26 présentent, respectivement, la prévision des besoins en énergie et en puissance, à la pointe d'hiver ainsi que sur la période du Plan, pour chacun des cinq territoires que le Distributeur dessert.

TABLEAU 25
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRES

en GWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029	
												GWh	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	199,7	203,0	205,3	207,9	210,5	213,5	215,1	1,0	1,0	1,0	1,0	-198,7	-41,4%
Nunavik	98,9	102,1	104,6	106,9	128,0	131,3	133,8	136,6	139,3	142,4	144,6	45,7	3,9%
Basse-Côte-Nord	90,5	91,2	91,1	76,1	76,2	76,6	76,3	76,4	76,5	76,9	76,6	-13,9	-1,6%
Schefferville	51,1	52,1	52,7	53,5	54,2	55,1	55,5	56,1	56,6	57,4	57,7	6,6	1,2%
Haute-Mauricie	15,1	15,3	15,5	15,7	15,9	16,2	16,3	16,5	16,8	17,0	17,2	2,1	1,3%

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

Source : Pièce [B-0010](#), p. 25, tableau 3.1.

TABLEAU 26
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRES

en MW	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	Croissance 2019-2029	
											MW	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	44,0	44,9	45,7	46,5	47,2	48,0	0,3	0,3	0,3	0,3	-43,7	-43,6%
Nunavik	18,8	19,3	19,7	24,8	25,3	25,9	26,5	27,0	27,5	28,1	9,3	4,6%
Basse-Côte-Nord	23,0	23,1	19,4	19,5	19,5	19,5	19,5	19,5	19,6	19,6	-3,4	-1,8%
Schefferville	11,6	11,8	12,0	12,1	12,3	12,5	12,6	12,7	12,9	13,0	1,4	1,2%
Haute-Mauricie	3,6	3,7	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	4,0	4,1	4,1	0,5	1,5%

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

Source : Pièce [B-0010](#), p. 25, tableau 3.2.

[587] Comme dans le cadre du plan d’approvisionnement 2017-2026, le Nunavik est le territoire qui affiche la plus forte croissance des besoins sur l’horizon du Plan. La conversion de tous les clients résidentiels d’Inukjuak au chauffage à l’électricité, à la suite de la construction d’une centrale hydroélectrique, de même que l’accroissement démographique de la région expliquent principalement cette hausse.

[588] En comparaison avec le plan d’approvisionnement 2017-2026, le Plan intègre les impacts du raccordement au réseau intégré pour les réseaux de la Romaine et des IDLM, à l’exception de l’Île d’Entrée qui demeurera un réseau autonome. Le Distributeur explique l’augmentation marquée des besoins de ce réseau jusqu’en 2025 par la conversion progressive des systèmes de chauffage au mazout vers l’électricité, en vue du raccordement au réseau intégré. Une fois les réseaux autonomes raccordés au réseau intégré, ils sont exclus des calculs, ce qui explique les variations observées dans les tableaux 24 et 25.

9.2 PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE – NOVEMBRE 2020

[589] Dans l’État d’avancement 2020, le Distributeur présente la marge de puissance dont il dispose pour combler les besoins dans chacun des réseaux autonomes, tel que l’illustre le tableau 27.

TABLEAU 27
MARGES DE PUISSANCE PAR RÉSEAU AUTONOME

en kW	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⁾	5 668	4 946	4 224	3 533	2 851	2 688			
L'Île-d'Entrée	507	507	507	508	508	508	508	508	508
Nunavik									
Akulivik	448	428	405	380	354	331	311	291	271
Aupaluk	56	1	(31)	(43)	(56)	(67)	(77)	(87)	(97)
Inukjuak ⁽²⁾⁽⁴⁾	252	199	647	566	644	588	538	487	434
Ivujivik	14	3	(8)	(22)	(35)	(48)	(61)	(73)	(85)
Kangiġsualujjuaq	216	202	182	158	133	109	84	60	36
Kangiġsujuaq ⁽¹⁾	965	934	898	863	837	816	795	775	756
Kangirsuk	92	87	80	72	63	54	45	37	29
Kuujjuaq	461	400	321	223	126	31	(63)	(155)	(243)
Kuujjuarapik ⁽¹⁾	1 409	1 373	1 330	1 283	1 236	1 197	1 169	1 147	1 124
Puvimutuaq	293	244	190	128	68	9	(49)	(106)	(161)
Quaqtaq	4	(5)	(16)	(30)	(44)	(58)	(72)	(86)	(100)
Salluit ⁽¹⁾	1 560	1 536	1 503	1 468	1 435	1 402	1 369	1 336	1 305
Tasiujaq ⁽¹⁾	419	412	404	393	382	371	361	351	341
Umiujaq	178	164	147	128	110	91	74	57	40
Basse Côte-Nord									
Lac Robertson	1 563	1 510	1 471	1 440	1 414	1 392	1 372	1 353	1 335
La Romaine ⁽³⁾	319								
Port-Menier	324	319	313	307	302	296	290	284	278
Schefferville									
Schefferville	893	712	541	382	232	89	(46)	(174)	(295)
Haute-Mauricie									
Clova	10	(26)	(28)	(29)	(31)	(33)	(35)	(36)	(38)
Obedjiwan ⁽²⁾	353	291	229	168	108	51	(10)	(70)	(130)

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.

Source : Pièce [B-0106](#), p. 31, tableau 5.1.

[590] Selon le Distributeur, ce portrait des marges de puissance par réseau est semblable à celui du Plan, mais il signale quelques éléments particuliers³⁸⁷ :

- Les puissances des centrales d'Aupaluk et de Kangiqsualujjuaq ont été augmentées afin de combler le déficit en puissance prévu à l'hiver 2020-2021.
- Des augmentations de puissance sont prévues pour les centrales d'Ivujivik et de Salluit en 2021 et 2022.
- Le raccordement prévu de quelques chalets à Clova amène un déficit en puissance pour ce réseau. Des analyses sont en cours afin de déterminer le meilleur moyen à déployer pour contrer ce déficit.

[591] Le Distributeur n'ajuste pas sa prévision de la demande en réseaux autonomes, en lien avec le contexte de la crise sanitaire liée à la pandémie de COVID-19 :

« La prévision de la demande des réseaux autonomes est un exercice annuel. Le Distributeur a mis à jour sa prévision lors de la préparation de l'État d'avancement 2020 et elle incluait les données réelles jusqu'à la fin de l'année 2019. Toutefois, le Distributeur ne disposait pas de données ni du recul pour évaluer l'impact de la crise sanitaire liée à la COVID-19 qui a débuté en mars 2020. De plus, le Distributeur juge qu'il serait hasardeux de transposer l'impact de la crise sanitaire observé en réseau intégré aux réseaux autonomes.

Par ailleurs, le prochain exercice de révision de la prévision devrait se terminer cet été en vue du dépôt de l'État d'avancement 2021 cet automne. L'analyse des données de consommation récente permettra d'intégrer, s'il y a lieu, l'impact de la crise sanitaire liée à la COVID-19 sur la consommation des réseaux autonomes »³⁸⁸.

[592] La Régie prend acte des prévisions du Distributeur pour les besoins en énergie et en puissance des réseaux autonomes à l'horizon du Plan.

³⁸⁷ Pièce [B-0106](#), p. 32.

³⁸⁸ Pièce [B-0125](#), p. 14.

10. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

10.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[593] Le Distributeur mentionne qu'il livre une électricité renouvelable à plus de 99 % à tous les clients raccordés au réseau principal d'Hydro-Québec. Toutefois, une minorité de clients ne sont pas raccordés à ce réseau parce qu'ils habitent en régions éloignées. Ces clients sont desservis par 22 réseaux autonomes qui doivent produire leur propre énergie, le plus souvent au moyen de groupes électrogènes fonctionnant au diesel.

[594] Dans le cadre du Plan, le Distributeur maintient la stratégie adoptée dans le plan d'approvisionnement 2017-2026, soit d'assurer la fiabilité des approvisionnements, tout en respectant certains critères établis. Cette stratégie implique d'agir d'abord sur la demande, en mettant de l'avant les interventions en efficacité énergétique, suivie de moyens de conversion vers des énergies plus propres et du déploiement de moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance³⁸⁹.

10.1.1 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

[595] Conformément aux objectifs du plan d'approvisionnement 2017-2026, le Distributeur indique qu'il continuera de prioriser les interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes pour assurer l'équilibre offre-demande à moindre coût³⁹⁰.

Utilisation efficace de l'énergie

[596] Afin d'encourager la clientèle des réseaux autonomes à utiliser une source d'énergie autre que l'électricité produite à partir d'une centrale thermique pour le chauffage des espaces, le Distributeur dispose de deux importants leviers, soit le tarif dissuasif pour les clients situés au nord du 53^e parallèle et le Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ).

³⁸⁹ Pièce [B-0010](#), p. 21.

³⁹⁰ [État d'avancement 2020](#) (version révisée), p. 32.

[597] Ces leviers ont deux objectifs, soit de réduire la charge du Distributeur en période hivernale et de diminuer le coût des approvisionnements en combustible pour les centrales thermiques.

[598] Le PUEÉ est offert dans les réseaux admissibles et le Distributeur valide régulièrement la rentabilité économique du programme en fonction du mode de production de l'électricité de chaque réseau³⁹¹.

[599] En ce qui a trait aux réseaux des IDLM et d'Inukjuak, le PUEÉ et la tarification dissuasive perdront leur pertinence, étant donné le raccordement au réseau intégré pour les IDLM et le recours à une source d'énergie renouvelable par l'entremise de la nouvelle centrale hydroélectrique pour Inukjuak³⁹².

Économies d'énergie

[600] Afin de maximiser l'adhésion de la clientèle aux différents programmes d'efficacité énergétique, le Distributeur préconise une approche spécifique pour chaque réseau autonome. Dans ce contexte, de nouvelles interventions en efficacité énergétique pourraient être déployées dans un seul ou plusieurs réseaux, pour une période définie.

[601] Selon le Distributeur, l'implantation de différentes mesures en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes s'est traduite, jusqu'au 31 décembre 2018, par des économies d'énergie annuelles de plus de 24 GWh, soit 6 % des ventes, et par une diminution des besoins en puissance à la pointe de près de 6 MW³⁹³.

[602] Poursuivant sa stratégie consistant à limiter la croissance de la demande en électricité, le Distributeur compte réintroduire certaines activités de sensibilisation et de formation en efficacité énergétique à l'intention de la clientèle résidentielle et commerciale de certains réseaux autonomes.

³⁹¹ Pièce [B-0106](#), p. 34.

³⁹² Pièce [B-0010](#), p. 37.

³⁹³ Pièce [B-0010](#), p. 38.

Gestion de la puissance

[603] Le Distributeur indique qu'il entend également poursuivre ses campagnes de sensibilisation hivernales auprès de la clientèle résidentielle, afin que cette dernière conserve des comportements écoénergétiques par temps froid, plus spécifiquement durant les heures de pointe.

10.1.2 CONVERSION DES RÉSEAUX AUTONOMES

[604] Dans le cadre du plan d'approvisionnement 2017-2026, le Distributeur proposait un plan d'action visant à lui permettre de réduire ses coûts d'approvisionnement et son empreinte environnementale dans les réseaux autonomes. Ce plan prévoyait la conversion totale ou partielle des différents réseaux vers des sources d'énergie moins chères et à empreinte environnementale plus faible. À cette fin, le Distributeur favorisait le déploiement d'un modèle « *transparent et ouvert* » plutôt que des ententes de gré à gré. Il prévoyait alors procéder à des appels de propositions pour l'ensemble des réseaux autonomes d'ici 2020³⁹⁴.

[605] Les projets retenus devaient être :

- techniquement réalisables;
- économiquement rentables;
- acceptables d'un point de vue environnemental;
- accueillis favorablement par la communauté.

[606] Le plan d'action pour la conversion des réseaux autonomes vers des énergies renouvelables a été approuvé par la décision D-2017-140³⁹⁵. Dans cette même décision, la Régie ordonnait au Distributeur de déposer un suivi détaillé de l'évolution de son plan d'action, dans le cadre des prochains états d'avancement des plans d'approvisionnement³⁹⁶.

³⁹⁴ Dossier R-3986-2016, pièce [B-0072](#), p. 13.

³⁹⁵ Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140](#), p. 95 et 96, par. 305, 306 et 310.

³⁹⁶ Dossier R-3986-2016, décision [D-2017-140](#), p. 96, par. 310.

[607] Dans l'état d'avancement 2017 du plan d'approvisionnement 2017-2026³⁹⁷, le Distributeur indiquait qu'il maintenait sa stratégie de conversion, partielle ou totale, des réseaux vers d'autres sources d'énergie et prévoyait le lancement d'appels de propositions d'ici 2020. Il rappelait qu'un appel de propositions pour l'acquisition d'un contrat d'approvisionnement d'énergie éolienne pour les IDLM avait été lancé en 2015 et précisait que d'autres projets étaient en cours, notamment à Obedjiwan et Tasiujaq³⁹⁸.

[608] Dans l'état d'avancement 2018 du plan d'approvisionnement 2017-2026, en suivi de la décision D-2017-140, le Distributeur indiquait qu'il modifiait son approche comme suit :

« 6.2.2. *Conversion des réseaux autonomes*

Le Distributeur a entrepris de convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres. Initiées dans plusieurs réseaux, les démarches toucheront l'ensemble de ceux-ci d'ici 2020, comme prévu au Plan d'approvisionnement 2017-2026. Pour y parvenir, le Distributeur juge toutefois nécessaire de bonifier sa stratégie d'appels de propositions au marché. En effet, l'expérience acquise par le Distributeur montre qu'une approche partenariale ou de gré à gré peut s'avérer mieux adaptée au contexte d'affaires particulier de certaines communautés et à la complexité que pose l'intégration d'énergie renouvelable dans ses installations.

Par ailleurs, que les projets de conversion soient issus d'un appel de propositions, d'un raccordement au réseau principal d'Hydro-Québec, d'une entente de gré à gré ou de partenariats avec les communautés, ils devront tous respecter les quatre critères établis :

- 1. Fiabilité de l'approvisionnement en électricité*
- 2. Acceptabilité sociale*
- 3. Réduction des coûts d'approvisionnement*
- 4. Réduction de l'empreinte environnementale*

Le respect de ces quatre critères pourrait amener le Distributeur à retenir un projet qui réduit ses coûts d'approvisionnement mais qui ne présente pas le meilleur coût

³⁹⁷ Déposé le 31 octobre 2017, soit durant la période des délibérations de la Régie.

³⁹⁸ Dossier R-3986-2016, [État d'avancement 2017](#), p. 19.

parmi l'ensemble des solutions envisageables sur le plan technique »³⁹⁹. [nous soulignons]

[609] Dans le cadre du Plan, le Distributeur indique qu'il poursuit ses efforts relativement à la conversion des réseaux autonomes vers des sources d'énergie moins chères et plus propres. Il s'est doté d'une vision dans son plan stratégique qui vise une production en énergie renouvelable à hauteur de 70 % d'ici 2025.

[610] Le Distributeur soumet qu'il est en mouvement, qu'il s'est fixé un objectif et rappelle que des projets de conversion structurants ont vu le jour depuis les audiences du plan d'approvisionnement précédent⁴⁰⁰.

[611] Le Distributeur fait valoir que sa stratégie de conversion est adaptée au contexte d'affaires des différentes communautés qu'il dessert et qu'elle peut prendre différentes formes, dont des ententes de gré à gré ou des partenariats avec les communautés, le raccordement au réseau principal d'Hydro-Québec ou, encore, de la production et du stockage chez le client⁴⁰¹.

[612] D'ailleurs, afin de préparer ses installations à l'intégration d'énergies renouvelables, le Distributeur a entrepris la modernisation des automatismes de ses centrales diesel et étudie la possibilité d'ajouter des systèmes de stockage dans six réseaux autonomes.

[613] Le Distributeur poursuit ses efforts, toujours en fonction des quatre critères qui le guident, afin de convertir totalement ou partiellement l'alimentation des réseaux autonomes à des sources d'énergie renouvelable. Il souhaite avoir la meilleure solution dans sa globalité, en autant qu'elle soit techniquement réalisable, économiquement rentable, acceptable d'un point de vue environnemental et accueillie favorablement par la communauté⁴⁰².

³⁹⁹ Dossier R-3986-2016, [État d'avancement 2018](#), p. 21 et 22.

⁴⁰⁰ Pièce [B-0178](#), p. 27.

⁴⁰¹ Pièce [B-0010](#), p. 39.

⁴⁰² Pièce [B-0178](#), p. 28.

[614] Enfin, le Distributeur rappelle que la concrétisation d'un projet de conversion est complexe et demande du temps. Elle présente des défis, notamment au point de vue technique et sur le plan de l'acceptabilité. Il soumet que « [c]e n'est pas du one size fits all. L'acceptabilité du milieu est un élément essentiel à la réussite de tels projets. Pour le Distributeur, il est important de travailler en collaboration avec les communautés [...] »⁴⁰³.

[615] Il précise à cet égard qu'il est notamment toujours en discussion avec des organisations inuites régionales et qu'un déploiement est impossible au Nunavik sans leur adhésion aux projets de conversion⁴⁰⁴.

10.1.3 MOYENS PERMETTANT D'ASSURER LA FIABILITÉ EN PUISSANCE

[616] Tenant compte de la conversion des réseaux autonomes vers l'énergie renouvelable, deux moyens sont envisagés par le Distributeur afin d'assurer la fiabilité en puissance, soit l'ajout d'une batterie aux centrales au diesel existantes et l'ajout ou le remplacement de groupes permanents au diesel.

[617] Le Distributeur soumet que l'ajout de batteries de stockage n'est pas suffisant pour assurer la fiabilité du service et qu'une deuxième source de production doit être disponible en tout temps. À cette fin, l'alimentation par centrales au diesel devra être maintenue et certains groupes diesels permanents devront être remplacés ou ajoutés à l'horizon du Plan⁴⁰⁵.

[618] Le Distributeur évalue présentement la batterie de stockage installée à Quaqtac afin de mieux comprendre les contraintes du milieu arctique, l'impact sur l'entretien des groupes diesel ainsi que le rendement global en carburant de la centrale. Bien que l'évaluation à cet égard ne soit pas complétée, il entrevoit que cette solution n'est peut-être pas celle qui permettra d'assurer la fiabilité en puissance à moindre coût.

⁴⁰³ Pièce [B-0178](#), p. 28 et 29.

⁴⁰⁴ Pièce [B-0178](#), p. 29.

⁴⁰⁵ Pièce [B-0005](#), p. 14.

[619] Dans les cas où des solutions permanentes permettant de combler le déficit en puissance ne peuvent être déployées à brève échéance, le Distributeur prévoit le recours à des groupes électrogènes mobiles. Il indique que cinq d'entre eux sont d'ailleurs actuellement déployés au Nunavik⁴⁰⁶.

10.2 POSITION DES INTERVENANTS

[620] Opitciwan estime avoir atteint le premier objectif de son intervention et d'avoir correctement informé la Régie de la situation relative au possible contrat d'approvisionnement en électricité produite par une centrale de cogénération biomassique issue de résidus forestiers à Opitciwan. Aucune annonce n'a encore été faite par le Distributeur, en dépit des discussions entreprises depuis 2011⁴⁰⁷.

[621] Le second objectif de son intervention visait à s'assurer que ce futur contrat d'approvisionnement en électricité soit bel et bien inscrit dans la planification au Plan, avec une échéance et un suivi devant la Régie en phase 2 du présent dossier, afin que la Régie, avec l'intervenant, puisse s'assurer que ce plan se réalise et qu'un contrat puisse être approuvé en temps utile par la Régie. Plus spécifiquement, Opitciwan recommande à la Régie⁴⁰⁸ :

- de prendre acte, dans sa décision, de la volonté commune de la communauté et d'Hydro-Québec de planifier la conclusion et l'approbation, à l'automne 2021, d'un contrat d'approvisionnement en électricité produite par une centrale de cogénération biomassique issue de résidus forestiers à Opitciwan, avec entrée en service planifiée pour l'horizon 2024-2025;
- de modifier le Plan pour tenir compte de cette composante;
- de demander au Distributeur de faire rapport à la Régie de ce qui aura été accompli et de déposer pour approbation ce contrat d'approvisionnement lors de la phase 2 du présent dossier.

⁴⁰⁶ Pièce [B-0010](#), p. 41 et 42.

⁴⁰⁷ Pièce [C-Opitciwan-0035](#), p. 3.

⁴⁰⁸ Pièce [C-Opitciwan-0035](#), p. 4.

[622] Le RNCREQ rappelle que, dans l'état d'avancement 2018 du plan d'approvisionnement 2017-2026, le Distributeur précisait que :

« Le respect de ces quatre critères pourrait amener le Distributeur à retenir un projet qui réduit ses coûts d'approvisionnement, mais qui ne présente pas le meilleur coût parmi l'ensemble des solutions envisageables sur le plan technique. [note de bas de page omise] »⁴⁰⁹.

[623] Bien que cette affirmation n'ait pas été réitérée au présent dossier, l'intervenant estime que l'intitulé du troisième critère (la réduction des coûts d'approvisionnement), alors que la notion de réduction n'est pas exprimée en termes superlatifs absolus, semble indiquer l'intention du Distributeur de ne pas rechercher le meilleur coût à tout prix. Le cas échéant, le RNCREQ soutient cette approche, qu'il estime compatible avec la perspective de développement durable devant guider la satisfaction des besoins énergétiques⁴¹⁰.

[624] Le ROEE observe que depuis de nombreuses années, les plans d'approvisionnement du Distributeur prévoient une hausse continue des investissements en capacité de production thermique dans les réseaux autonomes. Cela a pour effet, selon l'intervenant, de perpétuer la croissance, pourtant évitable, des émissions de GES au Québec⁴¹¹.

[625] Le ROEE estime que cette situation est exacerbée par la rigidité du critère de fiabilité et d'exploitation des équipements de production thermique :

« 99. Cette priorisation de l'énergie fossile découle directement des critères opérationnels des groupes thermiques qui sont fixés unilatéralement par l'exploitant. La règle actuellement en vigueur concernant le seuil d'opération minimum des diesels limite fortement, et de manière excessive, la contribution des énergies renouvelables. Elle le limite à une part mineure du bilan en énergie et en puissance en réseau autonome. Cela enlise les réseaux autonomes dans une logique toxique de dépendance chronique aux approvisionnements fossiles »⁴¹².

⁴⁰⁹ Pièce [C-RNCREQ-0044](#), p. 49.

⁴¹⁰ Pièce [C-RNCREQ-0044](#), p. 49.

⁴¹¹ Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 32.

⁴¹² Pièce [C-ROEE-0048](#), p. 33.

[626] Selon le ROÉÉ, le plafonnement des capacités d'électricité renouvelable locale par des critères d'exploitation, qu'il considère inutilement restrictifs, constitue *de facto* « une barrière non tarifaire à l'intégration d'Énergie renouvelable dans les Réseaux autonomes »⁴¹³.

[627] L'intervenant soumet également que la filière éolienne présente des caractéristiques de modularité et d'adéquation offre-demande nettement plus intéressantes que celles offertes par les équipements de production thermique, en plus d'offrir davantage de flexibilité d'intégration et une capitalisation à moindre coût. Le ROÉÉ précise :

« [...] pour la saison hivernale seulement, l'ajout d'une capacité de production éolienne de 2 MW à Inukjuak permettrait au Distributeur de réaliser, en propre, un potentiel supplémentaire d'économie de plusieurs centaines de milliers de litres de carburant diesel de consommation de sa centrale thermique, et ce à un coût de revient inférieur à la production qu'elle achète du projet Innavik [note de bas de page omise]. De l'avis du ROÉÉ, la croissance prévue de la demande d'Inukjuak sous contrainte de décarbonation à l'horizon 2064 suggère déjà l'examen par Hydro-Québec d'un scénario JED complémentaire à Inukjuak bien avant l'expiration du contrat entre le Fournisseur et Hydro-Québec »⁴¹⁴.

[628] Bien qu'il reconnaisse la valeur de la fiabilité, le ROÉÉ soumet que la logique de planification du Distributeur est incompatible avec la créativité que requiert la lutte aux changements climatiques. Il ajoute à cet effet :

« [107] La croissance des capacités diesel qui est une caractéristique dominante de l'historique des interventions d'Hydro-Québec dans les réseaux autonomes du Québec procède d'une logique de dépendance fossile imprudente pour la sécurité des abonnés et contraire aux exigences de décarbonation des réseaux autonomes. Il devient nécessaire d'élargir la vision du distributeur afin d'établir de nouvelles propositions de gestion des réseaux autonomes »⁴¹⁵.

[629] Pour ces motifs, le ROÉÉ demande que le Distributeur fournisse une analyse économique d'un scénario de jumelage éolien-diesel complémentaire au contrat du projet Innavik en vigueur.

⁴¹³ Pièce [C-ROÉÉ-0048](#), p. 33, par. 101.

⁴¹⁴ Pièce [C-ROÉÉ-0017](#), p. 8 et 9.

⁴¹⁵ Pièce [C-ROÉÉ-0048](#), p. 34 et 35.

[630] Enfin, le ROEÉ estime qu'un cadre de référence technico-économique générique doit présider à la décarbonation de l'infrastructure énergétique des réseaux autonomes. Pour ce faire, l'intervenant soumet ce qui suit :

« [...] qu'il est nécessaire de définir un cadre conceptuel générique applicable à l'ensemble des réseaux autonomes, définissant une sorte de cahier de charges des technologies qui, du côté de l'offre et de la demande, permettent d'atteindre par leurs caractéristiques propres d'importantes réductions de consommation de carburants fossiles dans tous les usages énergétiques courants. De telles lignes directrices doivent forcément s'intéresser aux modes d'exploitation de ces technologies, qu'il s'agisse de systèmes de chauffage, de filières de production d'électricité exploitant des sources renouvelables locales, de pratiques d'exploitation du parc de production thermique, de systèmes de télécommande automatisée et des façons d'en maximiser les complémentarités et les synergies de tous ces éléments aux fins du projet de décarbonations recherché »⁴¹⁶.

[631] Ainsi, le ROEÉ invite la Régie à reconnaître la nécessité que le Distributeur intègre dans ses pratiques et ses processus l'idée que les investissements consentis doivent s'appuyer sur le potentiel de décarbonation⁴¹⁷.

[632] Selon le RTIÉE, le Distributeur reporte l'échéance des initiatives prévues dans tous les réseaux autonomes sans fixer de date précise⁴¹⁸. L'intervenant souhaite que la Régie exerce un contrôle plus serré afin de s'assurer des résultats de ces initiatives et propose l'inclusion, dans le Plan, d'un calendrier précis des projets de transition, innovation et efficacité énergétiques dans chacun des réseaux autonomes⁴¹⁹.

[633] Le RTIÉE recommande également la consolidation de la mise en œuvre des programmes du PGEÉ, du PUEÉ et de l'autoproduction dans tous les réseaux autonomes alimentés par centrales au diesel, afin de retarder de nouveaux investissements jusqu'à ce que la production électrique renouvelable soit prête. De plus, il recommande l'encadrement de tout ajout éventuel d'équipement diesel à un réseau autonome, en ce qui a trait, notamment, aux caractéristiques liées au contrôle et à la fiabilité⁴²⁰.

⁴¹⁶ Pièce [C-ROEÉ-0017](#), p. 2 et 3.

⁴¹⁷ Pièce [C-ROEÉ-0050](#), p. 4.

⁴¹⁸ Pièce [C-RTIÉE-0052](#), p. 10.

⁴¹⁹ Pièce [C-RTIÉE-0052](#), p. 12.

⁴²⁰ Pièce [C-RTIÉE-0052](#), p. 14 à 17.

10.3 RÉPLIQUES DU DISTRIBUTEUR

Réplique à la position d'Opitciwan

[634] Le Distributeur soumet qu'il désire encore convertir le réseau d'Opitciwan et confirme son souhait de collaborer avec la communauté afin d'en arriver à une solution qui respecte les quatre critères exposés précédemment. Outre le scénario *statu quo*, le Distributeur rappelle que les options qui s'offrent à lui sont un contrat d'électricité générée à partir d'une centrale de cogénération à la biomasse forestière résiduelle, qui serait jumelée à la centrale diesel existante, ou le raccordement au réseau principal.

[635] Dans sa réplique, le Distributeur mentionne ce qui suit :

« 52. Le Distributeur fait écho aux propos du procureur de l'intervenant en ce sens que les parties sont effectivement en discussion pour en arriver à une entente. À cet effet, effectivement, le scénario d'un raccordement au réseau intégré n'est plus retenu.

53. Il est important de bien faire les choses et c'est en temps opportun, au moment où un contrat sera conclu, qu'il sera soumis à la Régie pour approbation, conformément à la LRE⁴²¹.

Réplique à la position du ROEÉ

[636] En ce qui a trait aux recommandations du ROEÉ, le Distributeur soumet que la concrétisation d'un projet de conversion est complexe et demande du temps, en plus de présenter des défis au point de vue technique et sur le plan de l'acceptabilité :

« 131. [...] L'acceptabilité du milieu est un élément essentiel à la réussite de tels projets. Pour le Distributeur, il est important de travailler en collaboration avec les communautés afin de s'assurer que les solutions répondent bien aux différentes parties. L'acceptabilité du milieu, ce n'est pas blanc ou noir.

132. Au Nunavik, le Distributeur est notamment toujours en discussion avec les organisations inuites régionales (Les Énergies Tarquti, Fédération des

⁴²¹ Pièce [B-0182](#), p. 10.

Coopératives du Nouveau-Québec et société Makivik). Un déploiement est impossible au Nunavik sans leur adhésion aux projets de conversion »⁴²².

[637] Le Distributeur souligne également que, malgré la conversion à des énergies plus propres et moins chères, des investissements dans les installations diesel demeureront requis afin de maintenir la fiabilité de l'alimentation.

Réplique à la position du RTIEÉ

[638] En audience, le Distributeur explique ainsi son retard par rapport à l'échéancier fixé dans le précédent plan d'approvisionnement, alors qu'il anticipait avoir complété la conversion de la plupart des réseaux concernés à l'horizon 2020 :

« [Le Distributeur] a pas mal lancé les initiative[s] dans l'ensemble de nos réseaux. Du moins, il y en a qui ne sont peut-être pas annoncé, parce qu'on est toujours en train de travailler des solutions. Mais l'ensemble des réseaux autonomes sont regardés et étudiés pour la transition énergétique. [...]

Bien, l'échéancier le plus... celui qu'on a rendu public, qu'on a donné, c'est notre cible via le Plan stratégique où on vise à atteindre soixante-dix pour cent (70 %) de production d'énergie renouvelable, c'est quand même, je pense, une cible importante, avec justement des projets concrets avec leur contribution concrète d'ici deux mille vingt-cinq (2025). Donc, ça, c'est les éléments qui sont... dont ceux qu'on a priorisés avec un impact important, puis qui est notre... plus qu'un échéancier, c'est une cible. Maintenant, au-delà de ça, ce qu'on comprend, c'est qu'il y a des initiatives, mais qui sont toujours à l'étude.

Donc, il est trop tôt pour définir un engagement parce qu'il reste encore du travail à faire pour identifier des solutions, s'assurer qu'elles répondent aux quatre critères, c'est en collaboration avec les milieux »⁴²³.

⁴²² Pièce [B-0178](#), p. 28 et 29.

⁴²³ Pièce [A-0062](#), p. 111 et 112.

10.4 OPINION DE LA RÉGIE

[639] La Régie se déclare satisfaite des projets et investissements prévus à ce jour dans les réseaux autonomes pour répondre à la demande, notamment à l'égard des réseaux qui présentent un déficit en puissance sur la durée du Plan. Elle encourage le Distributeur à poursuivre le déploiement de mesures d'économie d'énergie et de campagnes de sensibilisation afin que les clientèles des réseaux autonomes adoptent et maintiennent des comportements écoénergétiques.

[640] Elle prend également acte du suivi présenté par le Distributeur dans l'État d'avancement 2020, dans lequel il indique que des travaux sont toujours en cours au Nunavik afin d'établir un plan d'action pour la poursuite des efforts en efficacité énergétique, bien que ces travaux aient été retardés en raison des impacts de la pandémie de COVID-19⁴²⁴.

[641] La Régie approuve le plan d'action du Distributeur ainsi que ses orientations relatives à la conversion des réseaux autonomes. Bien qu'elle soit consciente que les démarches de conversion puissent impliquer différents délais, elle demande au Distributeur de déposer un suivi sur l'échéancier de ce plan d'action dans le cadre du plan d'approvisionnement 2022-2031. Elle lui demande également de préciser, le cas échéant, les causes des délais dans le déploiement de sa stratégie.

[642] Enfin, la Régie prend acte de l'entente convenue entre le Distributeur et Opitciwan, en lien avec l'implantation d'une centrale de biomasse.

[643] **Considérant ce qui précède,**

La Régie de l'énergie :

RÉSERVE sa décision sur les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel;

APPROUVE le Plan d'approvisionnement 2020-2029 du Distributeur, sous réserve des éléments décisionnels et des commentaires qu'elle énonce dans le cadre de la présente décision ainsi que de la décision qu'elle rendra, au terme de la phase 2 du présent dossier,

⁴²⁴ État d'avancement 2020, pièce [B-0106](#), p. 32.

relativement à la stratégie de transition énergétique du Distributeur pour les Îles-de-la-Madeleine;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à tous les éléments décisionnels de la présente décision.

Jocelin Dumas

Régisseur

Louise Rozon

Régisseur

Sylvie Durand

Régisseur

ANNEXE

LISTE DES ACRONYMES

ET

ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS

Annexe (1 page)

J. D.

L. R.

S. D.

LISTE DES ACRONYMES

ACT	achat de court terme
BRD	besoins réguliers domestiques
DAM	<i>Day-Ahead Market</i>
DDR	demande de renseignements
GDP	gestion de la demande en puissance
GE	grandes entreprises
GES	gaz à effet de serre
IDLM	Îles-de-la-Madeleine
IREQ	Institut de recherche d'Hydro-Québec
LHQ	<i>Loi sur Hydro-Québec</i>
MARS	<i>Multi-Area Reliability Simulation Software Program</i>
OÉI	option d'électricité interruptible
PGEE	Plan global en efficacité énergétique
PME	petites et moyennes entreprises
PTÉ	potentiel technico-économique
PUEÉ	Programme d'utilisation efficace de l'énergie
TIEÉ	transition, innovation et efficacité énergétique
UCAP	<i>Unforced capacity</i>

ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS

\$	dollar canadien
k	kilo (mille)
M	méga (million)
kW	kilowatt
MW	mégawatt
kWh	kilowattheure - 10^3 ou 1 000 Wh
MWh	mégawattheure - 10^6 ou 1 000 000 Wh
GWh	gigawattheure - 10^9 ou 1 000 000 000 Wh
TWh	térawattheure - 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh