Demande de renseignements no 1 du GRAME à Hydro-Québec Distribution

Demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur (R-4210-2022, phase 1)

RESEAU INTEGRE

I. DEMANDE DE CESSER D'ACCEPTER TOUTE NOUVELLE DEMANDE D'ADHESION AU TDÉ

Références

i. R-4210-2022, B-0002, par. 61

> 61. Le Distributeur soutient que le contexte énergétique actuel justifie le recours à l'article 6.44 *in fine* et demande à la Régie, en application de cet article, d'approuver sa demande de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ.

ii. Adoption du projet de loi no 2 - Hausse des tarifs d'Hydro-Québec limitée à 3 % pour les Québécois Gouvernement du Québec (quebec.ca)

> De plus, considérant l'importance de la demande en électricité à prévoir dans les prochaines années, le projet de loi vient apporter des modifications à la Loi sur la Régie de l'énergie (RLRQ chapitre R-6.01) afin d'encadrer davantage l'obligation d'Hydro-Québec de distribuer l'électricité.
>
> Dans le contexte actuel de resserrement des bilans énergétiques et d'électrification croissante de l'économie, il est essentiel de choisir les projets les plus porteurs et d'allouer l'électricité disponible de façon judicieuse. Dorénavant, le gouvernement, en collaboration avec Hydro-Québec, sélectionnera les projets de grande puissance, c'est-à-dire les projets de 5 mégawatts et plus, alors qu'actuellement, la société d'État est dans l'obligation de desservir les projets requérant moins de 50 mégawatts.
>
> L'octroi des blocs de puissance reposera sur une analyse multicritère des bénéfices de chaque projet pour le Québec, notamment sur les retombées économiques, les impacts environnementaux et d'autres critères socioéconomiques, tout en tenant compte des capacités techniques de raccordement d'Hydro-Québec. (Notre souligné)

iii. Legault ignorait l'existence d'une étude sur les nouveaux besoins d'Hydro-Québec | Le Devoir : Extrait

> « On l'a dit, on a calculé, ça va prendre l'équivalent de 100 TWh d'électricité d'ici 2050 pour électrifier toute l'économie du Québec, 100 TWh de plus que le 200 TWh qu'on a déjà chez Hydro-Québec », a déclaré mercredi M. Legault. (https://www.ledevoir.com/hydro-quebec?utm_source=recirculation&utm_medium=hyperlien&utm_campaign=corps_texte)
>
> M. Sauves a expliqué jeudi que ce chiffre est tiré du plan stratégique de la société d'État, qui le considère comme un minimum.
>
> Selon le document d'Hydro-Québec, « plus de 100 TWh additionnels d'électricité propre seront requis pour que le Québec atteigne la carboneutralité à l'horizon 2050 ».
>
> Des besoins immenses
>
> Le rapport Dunsky, commandé par le MELCCC, précise toutefois que ces besoins pourraient aller jusqu'à 137 TWh. À titre de comparaison, la production annuelle actuelle de la filière éolienne au Québec est de l'ordre de 11TWh et d'environ 8 TWh pour le dernier projet hydroélectrique La Romaine, indique le document. (https://www.dunsky.com/wp-content/uploads/2021/09/Rapport_Final_Trajectoires_QC_2021.pdf)

iv. R-4043-2018, B-0005, Tableau 20, Extrait, p. 209

Tableau 20 : Prévision de la demande d'énergie au Québec pour tous les secteurs — scénario Plan directeur (en pétajoules)

				Croissance (%)	
	2013	2023	2030	2013-2023	2013-2030
Total des secteurs					
Électricité	666,5	755,6	797,2	13,4 %	19,6 %
Gaz naturel	227,1	254,2	262,0	11,9 %	15,3 %

v. R-4210-2022, B-0009, Tableau 5.1. p. 19

TABLEAU 5.1 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Ventes Régulières au Québec	**179,5**	**181,6**	**184,1**	**186,5**	**189,0**	**191,4**	**194,4**	**196,3**	**198,7**	**201,3**	**204,4**
+ Énergie interruptible	0,2	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	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7
+ Effacement chaîne de blocs	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan	179,9	181,8	184,3	186,7	189,2	191,6	194,9	196,7	199,2	201,8	204,9
+ Pertes de transport et de distribution	12,9	13,4	13,5	13,7	13,9	14,1	14,3	14,4	14,6	14,8	15,0
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	**192,8**	**195,2**	**197,8**	**200,4**	**203,1**	**205,6**	**209,2**	**211,2**	**213,8**	**216,6**	**220,0**
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2022)	**3,0**										

Notes:
- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques

vi. R-4210-2022, B-0009, Tableau 6.1, p. 23

TABLEAU 6.1 :
FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES

En TWh	2022 [1]	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Besoins en énergie moins 1,3 écart type [2]	194,7	192,4	194,6	196,6	198,9	201,2	204,3	206,0	208,2	210,6	213,4
Besoins en énergie prévus	195,8	195,2	197,8	200,4	203,1	205,6	209,2	211,2	213,8	216,6	220,0
Besoins en énergie plus 1,3 écart type [3]	197,0	198,0	201,1	204,0	207,7	211,3	216,1	219,3	223,0	226,6	230,6

[1] Incluant les besoins réels de janvier à juillet 2022 normalisés pour les conditions climatiques.
[2] Scénario faible
[3] Scénario fort

vii. R-4210-2022, B-0043, Réponse à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 1.1 et 1.1.1

1.1 Veuillez indiquer dans quelle mesure le Distributeur a pris en compte les demandes d'alimentation totalisant 23 000 MW, énoncées à la référence (iii), au moment d'élaborer ses prévisions des ventes.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que la prévision des grands sous-secteurs industriels est basée sur des enveloppes de croissance et non sur une agrégation de projets. Cette approche est la même que celle utilisée au *Plan d'approvisionnement 2020-2029* et à ses États d'avancement 2020 et 2021.

1.1.1 Veuillez préciser de quelle manière une modification possible du seuil de l'obligation de desservir du Distributeur de 50 MW à 5 MW pourrait modifier les prévisions des ventes présentées au présent dossier.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

Demandes

1.1. (Réf. ii. et vii.) L'adoption du projet de loi no 2 (*Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité*) en date du 15 février 2023 permettra au Distributeur de ne plus être tenu de desservir les projets requérant moins de 50 mégawatts. La sélection des projets de grande puissance de 5 mégawatts et plus se fera par le gouvernement, en collaboration avec Hydro-Québec.

1.1.1. Est-ce que les modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie* qui résultent du projet de loi no. 2 pourraient avoir un impact sur la disponibilité de la fourniture électrique pour le tarif TDÉ ?

1.1.2. Plus précisément, ces modifications permettront-elles de poursuivre les adhésions au tarif TDÉ ?

1.2. (Réf. ii. et vii.) L'adoption du projet de loi no 2 a-t-elle des impacts sur la prévision de la demande sur l'horizon du plan ? Si oui, lesquels ?

1.3. (Réf. ii. et vii.) En référence à la réponse à la demande 1.1.1 de la DDR1 de la Régie, à savoir que la prévision de la demande des grands sous-secteurs industriels est basée sur des enveloppes de croissance et non sur une agrégation de projets, veuillez préciser comment et à quel moment le Plan d'approvisionnement 2023-2032 sera mis à jour pour refléter l'impact de l'adoption du projet de loi no 2 ?

1.4. (Réf. ii. et vi.) De notre compréhension, l'adoption du projet de loi no 2 permettra au gouvernement en collaboration avec Hydro-Québec de sélectionner les projets de 5 mégawatts et plus, alors qu'actuellement, la société d'État est dans l'obligation de desservir les projets requérant moins de 50 mégawatts. Peut-on en conclure que la pression à la hausse sur la demande électrique pourrait être mieux encadrée et permettre de limiter l'évolution du scénario de référence retenu par le Distributeur, lequel prévoit des besoins en énergie de 220 TWh en 2032, vers le scénario fort lequel prévoit des besoins en énergie de 230 TWh en 2032 ?

Préambule

(Réf. i., iii., v. et iv.) L'extrait du Tableau 20 fourni par le GRAME (Réf. iv.) démontre que dès 2018, la prévision de la demande électrique au Québec prévoyait une croissance de 5,5 % entre 2023 et 2030, soit de l'ordre de 11,56 TWh, pour atteindre 221,44 TWh en 2030 <u>cette croissance ne tenant pas en compte l'impact du nouveau tarif TDÉ sur la croissance de la demande en énergie et en puissance, ni du bloc dédié à la cryptomonnaie.</u> La prévision de la demande établie à 220 TWh, identifiée au Tableau 5.1 (réf. v.), s'aligne pourtant sur celle identifiée au Plan directeur de 221,44 TWh (Réf. iv).

1.5. (Réf. iii. et iv.) Considérant les besoins en électricité identifiés dans le rapport Dunsky, lesquels pourraient aller jusqu'à 137 TWh additionnels à l'horizon 2050 (Réf. iii), est-ce à dire que la croissance exponentielle des besoins se fera sentir après 2030 ?

1.5.1. Le Distributeur est-il confiant que les besoins en électricité ne seront pas supérieurs entre 2025 et 2030 à ceux prévus au présent Plan ?

1.5.2. (Réf. i.) La demande du Distributeur de cesser d'accepter toute nouvelle demande d'adhésion au TDÉ s'inscrit-elle dans un contexte où la demande pourrait être supérieure au scénario de référence ?

II. TARIFICATION DYNAMIQUE (MARCHE RESIDENTIEL) ET PREVISION DE LA DEMANDE

Références

i. R-4210-2022, B-0007, p. 10

> Les outils de gestion de la demande de puissance aident à faire face aux pointes hivernales, soit les heures les plus froides de l'hiver où la consommation d'électricité atteint des sommets. Au total, les outils proposés aux divers segments de clientèle permettront d'effacer plus de 3 000 MW à l'hiver 2031-2032, notamment avec la filiale Hilo, la tarification dynamique, de même que l'option de gestion de la demande de puissance offerte à la clientèle affaires, et les options d'électricité interruptible visant la clientèle industrielle. (Nos soulignés)

ii. R-4210-2022, B-0011, p. 14

TABLEAU 3.3 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1er décembre au 31 mars) En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
BESOINS À LA POINTE	39 851	40 120	40 535	40 959	41 321	41 735	42 156	42 627	43 094	43 696
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 831	4 038	3 928	4 061	4 124	4 187	4 251	4 316	4 382	4 373
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	43 682	44 158	44 463	45 021	45 445	45 922	46 407	46 943	47 476	48 069
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnements planifiés										
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 300	1 500	1 500	1 800	1 500	500	500	500	500	500
• Base et cyclable	600	600	600	600	600	0	0	0	0	0
• Puissance rappelée	200	400	400	700	400	0	0	0	0	0
• Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
Autres contrats de long terme	1 926	1 917	1 958	1 968	1 924	1 834	1 728	1 671	1 661	1 584
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361	1 308	1 308	1 244
• Biomasse	336	328	328	337	337	285	222	219	219	219
• Petite hydraulique	103	103	144	144	144	144	144	144	134	121
Gestion de la demande de puissance	1 603	1 943	2 152	2 424	2 580	2 744	2 927	2 990	3 044	3 055
• Électricité interruptible	877	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099
• GDP Affaires	*456*	*568*	*611*	*675*	*707*	*750*	*782*	*825*	*879*	*889*
• Tarification dynamique	*223*	*297*	*371*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*	*445*
• Hilo	*47*	*95*	*166*	*257*	*370*	*491*	*621*	*621*	*621*	*621*
Autres moyens	*492*	*501*	*516*	*542*	*562*	*627*	*629*	*629*	*629*	*629*
Puissance additionnelle requise										
Contribution des marchés de court terme	900	850	900	850	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	350	1 700	2 100	2 600	3 100	3 750

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

iii. Gaspillage d'énergie: Fitzgibbon veut que les Québécois modèrent leur consommation (msn.com), p. 3 et 4

> M. Fitzgibbon en a profité pour élargir le débat et afficher ses couleurs sur le rapport des Québécois à leur consommation d'énergie dans les années à venir, en évaluant l'impact sur les choix gouvernementaux qui devront être faits en termes d'approvisionnement.
>
> Aucun scénario ne semble exclu pour atteindre l'objectif de «sobriété » nourri par M. Fitzgibbon, qui pourrait bien se laisser tenter par la «tarification dynamique».
>
> […]
>
> Le modèle de tarification modulée selon la consommation et le moment de la journée doit être envisagé, a-t-il dit. Plus on consommera d'électricité, surtout en période de pointe, l'hiver, à l'heure du souper par exemple, et plus la facture d'Hydro-Québec risquerait d'augmenter. Utiliser en même temps la laveuse, la sécheuse, le lave-vaisselle et la cuisinière pourrait avoir son prix, surtout durant les longs mois d'hiver. (Nos soulignés)

Demandes

2.1. (Réf. i. et ii.) Le Distributeur indique que l'efficacité énergétique a une incidence sur les besoins en approvisionnement, certaines mesures permettant d'optimiser la consommation d'énergie, dont la tarification dynamique. Le bilan de puissance (Tableau 3.3) indique une stagnation de l'apport de la tarification dynamique en 2025-2026 à 445 MW. Veuillez expliquer l'absence de progression de l'apport de la tarification dynamique au bilan de puissance à partir de 2025-2026, alors qu'elle double entre 2022-2023 et 2025-2026 ?

2.2. (Réf. iii.) Outre le tarif de Crédit hivernal et tarif Flex, le Distributeur a-t-il envisagé d'introduire un ou des tarifs modulés selon la consommation et le moment de la journée qui seraient obligatoires ?

> **2.2.1.** (Réf. iii.) Dans le cas où une telle option était à l'étude, sans qu'il ne soit prévu de la mettre en place à brève échéance, veuillez énoncer sous forme de tableau, les avantages et les inconvénients de ce type de tarification obligatoire, y compris les difficultés à la mettre en place, s'il y a lieu.
>
> **2.2.2.** (Réf. iii.) Veuillez également fournir un estimé (un ordre de grandeur) de la réduction de la consommation à la pointe du réseau, en puissance et en énergie, si une telle tarification était mise en place.

III. MOYENS DE REDUCTION DE LA DEMANDE A LA POINTE DU RESEAU RESULTANT DE LA RECHARGE DES VEHICULES

Références

i. La puissance d'Hydro-Québec menacée par le poids des véhicules électriques | Radio-Canada.ca

> Hydro-Québec devra augmenter sa capacité pour répondre aux besoins des véhicules électriques de plus en plus nombreux et de plus en plus lourds. C'est ce que démontre une nouvelle étude réalisée à Polytechnique et à l'Université de Montréal, obtenue par Radio-Canada. La société d'État demeure confiante, même si elle n'a pas de vision précise de la demande au-delà de 2032. (Notre souligné)

ii. Tarif expérimental BR (Articles 4.43 et suiv. Tarifs d'électricité 2022), p. 74-75

SECTION 10

TARIF EXPÉRIMENTAL BR

Domaine d'application **4.43**

Le tarif BR est un tarif expérimental pour bornes de recharge. Il s'applique à un abonnement au titre duquel l'électricité est livrée aux fins de l'alimentation d'une ou de plusieurs bornes de recharge de véhicules électriques de 400 volts ou plus à courant continu. Au choix du client, l'électricité livrée peut également servir à l'alimentation d'une ou de plusieurs bornes de 240 volts.

Définition **4.44**

Dans la présente section, on entend par :

« facteur d'utilisation » : le rapport, exprimé en pourcentage, entre l'énergie consommée et le produit de la puissance maximale appelée par le nombre d'heures de la période de consommation.

Structure du tarif BR **4.45**

La structure du tarif mensuel BR pour un abonnement annuel est la suivante :

11,475 ¢ le kilowattheure pour la consommation associée aux 50 premiers kilowatts de puissance maximale appelée, soit le produit de la puissance maximale appelée jusqu'à concurrence de 50 kilowatts par le facteur d'utilisation et le nombre d'heures de la période de consommation,

plus

21,504 ¢ le kilowattheure pour la consommation associée à la puissance maximale appelée excédant 50 kilowatts, soit le produit de cette puissance excédentaire par le facteur d'utilisation, jusqu'à concurrence de 3 %, et le nombre d'heures de la période de consommation,

plus

16,911 ¢ le kilowattheure pour le reste de l'énergie consommée.

Le montant mensuel minimal de la facture est de 12,815 $ si l'électricité livrée est monophasée ou de 38,445 $ si elle est triphasée.

Conditions et modalités d'application **4.46**

Si plusieurs bornes de recharge de 400 volts ou plus à courant continu appartenant à un même client sont installées sur un même site, elles doivent faire l'objet d'un seul et même abonnement.

iii. R-4210-2022, B-0009, p. 31

TABLEAU 7.6 :
COMPARAISON DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029[1]

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Véhicules électriques											
Plan d'approvisionnement 2023-2032		27	47	64	90	120	166	223	298	386	510	688
Plan d'approvisionnement 2020-2029		31	49	73	99	130	168	213	267	322	373	431
Écart		-3	-2	-9	-9	-10	-2	10	31	65	137	258

iv. R-4210-2022, B-0009, p. 11-12

3. PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES D'ÉLECTRICITÉ

Au cours de la période couverte par le Plan, les ventes d'électricité devraient atteindre 204,4 TWh en 2032 par rapport à des ventes d'électricité anticipées à 179,5 TWh en 2022. Cela se traduit par une croissance prévue des ventes régulières de 24,8 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,3 %.

Près d'un tiers de l'accroissement des ventes résulte de l'électrification des transports. La prévision du Distributeur reflète les projets de règlements visant le resserrement de la norme Véhicule zéro émission (VZE), ainsi que l'interdiction de vente de véhicules neufs à combustion à partir de 2035. Le nombre de véhicules électriques en circulation prévu en 2032 est par conséquent évalué à 2,2 millions, soit 39 % du parc automobile québécois. (Nos soulignés)

v. D-2022-062, R-4110-2019, phase 1, par. 97

[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. (Notre souligné)

vi. R-4210-2022, B-0009, p. 21

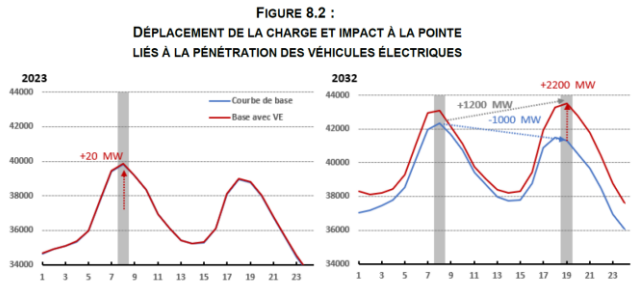
5.2.1. Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

Comme mentionné à la section précédente, le facteur déterminant expliquant une part importante de la croissance des besoins à la pointe d'hiver (+4 031 MW) sur la période 2022-2032 est l'électrification des transports. La contribution associée à l'ajout des véhicules électriques sur la croissance des besoins en puissance est de 1 709 MW. (Notre souligné)

vii. R-4210-2022, B-0009, p. 33

> Plus précisément, dans le cadre du Plan, une analyse d'impact à la pointe des technologies émergentes est produite pour chaque année de la période de la prévision en prenant en compte simultanément l'effet de la progression de la demande et l'effet de l'interaction des technologies sur le profil de charge horaire des besoins du Distributeur. Le principal constat de cette analyse est que l'usage des véhicules électriques entraînera progressivement un déplacement des occurrences de la pointe matinale vers des occurrences de pointe de début de soirée (figure 8.2). Cet impact haussier des technologies émergentes combiné au déplacement de la pointe d'hiver issue du modèle de prévision doivent être pris en compte pour déterminer la prévision de la pointe d'hiver. (Notre souligné)

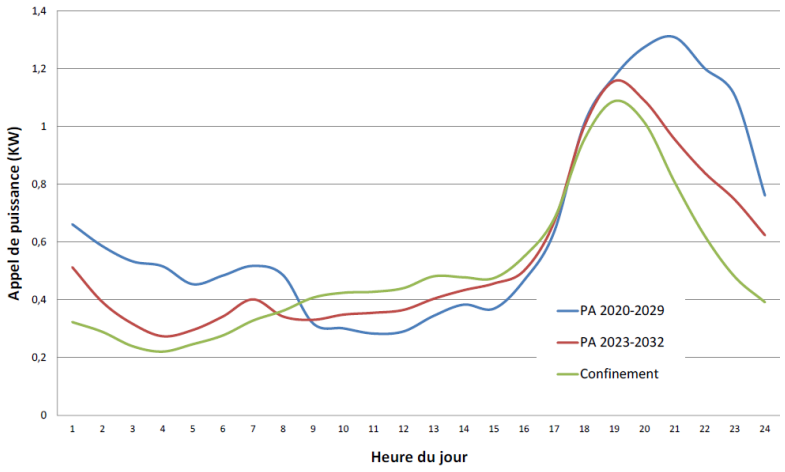
viii. R-4210-2022, B-0009, p. 34



ix. R-4210-2022, B-0043, Réponse à la demande de renseignements no 1 de la Régie, RDDR no 10.6.2

> 10.6.2 Veuillez quantifier ce profil horaire moyen en kW.
>
> Réponse :
>
> Dans un premier temps, le Distributeur constate que le profil de recharge présenté à la figure 8.6 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0009) du présent dossier est erroné.
>
> Il présente donc, à la figure R-10.6.2, le profil corrigé tenant compte de l'impact du télétravail, le profil de recharge tel qu'il était présenté au *Plan d'approvisionnement 2020-2029* et, à titre indicatif, le profil de recharge propre à la période de confinement. Ce dernier inclut les données de l'hiver 2020-2021 ayant servi au calcul du profil moyen intégrant l'effet du télétravail.
>
> Ces profils, illustrant la recharge lors de journées d'hiver froides et ouvrables, correspondent à un profil typique de jour de pointe.

FIGURE R-10.6.2 :
COMPARAISON DES PROFILS DE RECHARGE



Demandes

3.1. (Réf. i.) Le Distributeur a-t-il pris en compte la charge additionnelle que peut représenter la croissance des véhicules plus lourds, donc plus énergivores que les plus petits véhicules, dans son évaluation de la demande électrique pour la recharge des véhicules sur la durée du Plan d'approvisionnement ?

3.2. (Réf. ii. et iii.) Considérant qu'une tarification expérimentale, soit le Tarif expérimental BR (article 4.43 des Tarifs), est en place pour les bornes de recharge de plus 400 volts, le Distributeur envisage-t-il la mise en place d'un tarif de type différentié à la pointe du réseau pour l'ensemble des bornes de recharge, en lien avec l'importance de l'accroissement des besoins en puissance à la pointe de l'hiver résultant de ce secteur ?

Préambule

3.3. (Réf. iv. v. et vi.) Concernant la croissance de la demande électrique résultant de la recharge des véhicules, celle-ci est évaluée à près d'un tiers de la croissance revue des ventes régulières de 24,8 TWh à l'horizon 2032, en lien avec l'interdiction de vente de véhicules neufs à combustion à partir de 2035 et la part du marché des véhicules électriques est établie par le Distributeur à 39 % du parc automobile dès 2032. De plus, on constate que la prévision du nombre de véhicules électriques est supérieure aux prévisions antérieures du Distributeur de près de 300 000 véhicules.

3.3.1. De l'avis du Distributeur est-il possible de voir un accroissement du nombre de véhicules électrique en circulation qui soit supérieur à 39 % du parc automobile québécois en 2032, soit qui soit supérieur à 2,2 millions de véhicules électriques ?

3.3.2. Nous comprenons que le scénario de référence retenu par le Distributeur est celui d'une croissance des ventes régulières de 24,8 TWh à l'horizon 2032 résultant de la recharge des véhicules. Afin de déterminer votre scénario de référence, avez-vous également préparé une fourchette de probabilités, donc des scénarios faibles et forts ?

3.3.3. Veuillez compléter le tableau suivant, en incluant le scénario de référence, donc celui de la croissance des ventes résultant de la recharge des véhicules et en y ajoutant les scénarios faible et fort sur la durée du Plan d'approvisionnement. Veuillez indiquer dans ce tableau les besoins en énergie en y associant le nombre de véhicules retenu pour ces scénarios.

Scénario	**En MWh**	**2022-2023**	**2023-2024**	**2024-2025**	**2025-2026**	**2026-2027**	**2027-2028**	**2028-2029**	**2029-2030**	**2030-2031**	**2031-2032**
Faible	**Demande électrique**										
	Nombre de véhicules										
Référence	**Demande électrique**										
	Nombre de véhicules										
Fort	**Demande électrique**										
	Nombre de véhicules										

3.4. (vi.) Nous comprenons que le scénario de référence retenu par le Distributeur est une croissance des besoins en puissance de 1 709 MW à l'horizon 2032 due à la contribution associée à l'ajout de véhicules électriques. Veuillez déposer un tableau incluant le scénario de référence, un scénario faible et un scénario fort sur la durée du Plan d'approvisionnement en y représentant les besoins en puissance et en y associant le nombre de véhicules retenu pour ces scénarios.

Scénario	En MW	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Faible	Demande électrique										
	Nombre de véhicules										
Référence	Demande électrique										
	Nombre de véhicules										
Fort	Demande électrique										
	Nombre de véhicules										

3.5. (Réf. vii. viii. et ix.) Le GRAME note qu'à l'horizon 2032, l'impact à la pointe lié à la pénétration des véhicules électriques occasionnera un déplacement de la charge de la pointe matinale vers des occurrences de pointe en début de soirée que l'on peut qualifier de significatives, soit de l'ordre de + 2200 MW. De plus, la Figure R-10.6.2 (Comparaison des profils de recharge) démontre une modification des habitudes de recharge des véhicules en les rapprochant de la pointe du réseau entre 17h00 et 20h00 au PA 2023-2032. Considérant ces faits, veuillez préciser les actions qui pourront être mises en place par le Distributeur pour réduire la pression sur la demande en énergie et en puissance à la pointe du réseau ?

3.6. (Réf. ix.) Pourriez-vous expliquer pourquoi la pointe du profil de recharge était estimée plus importante au PA 2020-2029 que pour le PA de 2023-2032 ?

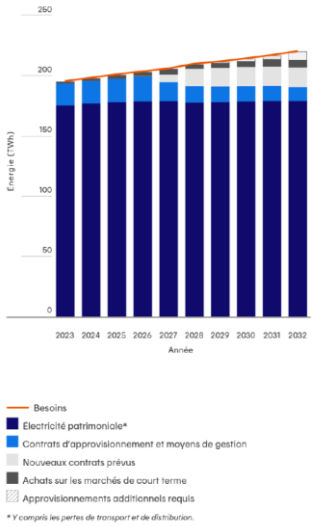
IV. CONTROLE DE LA CROISSANCE DE LA DEMANDE / CONTRIBUTION D'HILO

Références

i. R-4210-2022, B-0007, p. 8

Le bilan d'énergie compare les moyens actuels et prévus dont dispose le Distributeur pour répondre aux besoins en énergie du Québec, y compris les approvisionnements qui résulteront des appels d'offres qui ont déjà été lancés ou annoncés (les nouveaux contrats prévus). Il montre que de nouveaux appels d'offres devront être lancés au cours des années à venir. (Notre souligné)

FIGURE 3 :
BILAN D'ÉNERGIE 2023-2032



ii. R-4210-2022, B-0009, p. 11

3. PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES D'ÉLECTRICITÉ

Au cours de la période couverte par le Plan, les ventes d'électricité devraient atteindre 204,4 TWh en 2032 par rapport à des ventes d'électricité anticipées à 179,5 TWh en 2022. Cela se traduit par une croissance prévue des ventes régulières de 24,8 TWh, soit un taux de croissance annuel moyen de 1,3 %.

iii. R-4210-2022, B-0007, p. 10

4.3. Efficacité énergétique

La diminution de la consommation d'électricité des clients du Distributeur a une incidence directe sur ses besoins d'approvisionnement, en particulier pendant les périodes de pointe.

La croissance attendue de la demande tient compte d'importants efforts qui seront réalisés en matière d'efficacité énergétique et qui permettront d'effacer 8,9 TWh d'ici 2032.

Plusieurs mesures aideront à optimiser la consommation d'énergie, notamment avec des programmes comme *Thermopompes efficaces* pour la clientèle résidentielle et *Solutions efficaces* pour la clientèle affaires.

Les outils de gestion de la demande de puissance aident à faire face aux pointes hivernales, soit les heures les plus froides de l'hiver où la consommation d'électricité atteint des sommets. Au total, les outils proposés aux divers segments de clientèle permettront d'effacer plus de 3 000 MW à l'hiver 2031-2032, notamment avec la filiale Hilo, la tarification dynamique, de même que l'option de gestion de la demande de puissance offerte à la clientèle affaires, et les options d'électricité interruptible visant la clientèle industrielle. (Nos soulignés)

iv. R-4210-2022, B-0007, p. 10

4.4. Nouveaux appels d'offres

Parallèlement aux efforts d'optimisation du Distributeur, de l'énergie et de la puissance additionnelles devront être intégrées dans son portefeuille d'approvisionnement. Ainsi, deux appels d'offres – l'un pour 300 MW d'énergie éolienne et l'autre, pour 480 MW d'énergie renouvelable – sont en cours et deux autres appels d'offres seront lancés d'ici la fin de 2022 pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme à compter de décembre 2027. D'autres sont à prévoir au cours des prochaines années pour satisfaire l'ensemble des besoins prévus du Québec sur la période du Plan. (Notre souligné)

v. R, 4110-2019, phase 1, D-2022-062 (par. 283, 290, 291, 301 et 302)

[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 manoeuvre, 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.

[…]

[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'offres[234].

[…]

[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.

[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 assujetti 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. (Nos soulignés)

vi. Suivi administratif de la décision D-2019-088 – Études de PTÉ, p. 47

6.1 Le chauffage des locaux

[…]

La géothermie présente le plus important potentiel pour cet usage et entre dans le potentiel à son coût marginal mais également en devancement lorsque les équipements approchent de la fin de leur vie utile. D'autres mesures de pompes à chaleur ont été évaluées, dont les unités de toit de type pompe à chaleur et les systèmes VRF. Ces appareils entrent dans le potentiel mais offre moins d'économie que la géothermie. Leurs contraintes pratiques d'installation sont toutefois beaucoup moins importantes. D'autre part, deux mesures visant la conception intégrée des nouveaux bâtiments, similaire à ce qui est exigé pour des bâtiments de type LEED, ont été évaluées. Comme pour la géothermie, la durée de vie de ces mesures leur permet de bénéficier de coûts évités plus élevés tout en réduisant le coût annuel moyen d'implantation de ces mesures. (Notre souligné)

vii. Suivi administratif de la décision D-2019-088 – Études de PTÉ, p. 64

Pompes à chaleur géothermiques

> Les pompes à chaleur géothermiques offrent un potentiel significatif, mais leur coût parfois élevé faisait en sorte que la mesure se retrouvait souvent hors du PTÉ dans les analyses précédentes. Avec la nouvelle structure de coûts évités, le potentiel est maintenant très important. La mesure analysée repose sur un système à boucle fermée verticale combinée à un système de pompe à chaleur sur boucle d'eau du côté du bâtiment. La PRI pour le client est de près de 5 ans dans le meilleur cas évalué dans l'analyse. Pour la majorité des vocations, la rentabilité de cette mesure pour le client est de 10 ans et plus. Le coût initial et la PRI de la mesure constituent les deux principaux obstacles à la réalisation de ce potentiel. Il faut également souligner que le marché considéré suppose peu de contraintes techniques, comme par exemple la disponibilité du terrain pour les puits. (Nos soulignés)

Préambule

4. (Réf. i., ii., iii. et iv.) Le Distributeur effectue une comparaison des moyens dont il dispose pour répondre aux besoins en énergie sur la durée du Plan d'approvisionnement. Outre les moyens pour réduire la demande en énergie, comme les programmes en efficacité énergétique et les outils de gestion de la demande en puissance, notamment ceux offerts par la filiale Hilo, le Distributeur précise que de nouveaux approvisionnements seront à prévoir au cours des prochaines années pour les besoins prévus sur l'horizon du Plan d'approvisionnement.

4.1. Outre les outils déjà en place via la filiale Hilo, le Distributeur a-t-il exploré d'autres outils à faire valoir via la filiale Hilo, notamment des outils pour la réduction de la consommation énergétique et la réduction de la puissance à la pointe du réseau ? Veuillez détailler et fournir une liste des offres du Distributeur à l'étude par la filiale Hilo.

4.2. Veuillez préciser quelles sont les intentions du Distributeur quant à l'élargissement du service Hilo, notamment le stockage intelligent, l'autoproduction solaire et le contrôle des charges de l'eau ?

Préambule

(Réf. v.) La décision D-2022-062 (par. 283, 290, 291, 301 et 302), portant sur le service rendu par Hilo, comporte un intérêt manifeste puisque de notre compréhension, Hilo pourrait élargir la portée de ses activités pour y inclure un service qualifié de « *projet d'efficacité énergétique* » de manière à réduire les besoins du Distributeur sans être assujetti à la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 LRE.

4.3. De l'avis du Distributeur, peut-on considérer une offre de thermopompe géothermique ou d'accumulateur de chaleur, visant la réduction de la consommation donc l'efficacité énergétique, comme étant exclue de la procédure d'appel d'offres prévue à l'article 74.1 de la LRÉ, qu'elle soit offerte par la filiale Hilo ou dans le cadre des programmes en efficacité énergétique du Distributeur ?

4.4 Considérant que l'agrégateur Hilo permet au Distributeur de se procurer une « marge de manœuvre » et de réduire ses besoins en approvisionnements additionnels, un « *projet d'efficacité énergétique* » (thermopompe géothermique, accumulateur de chaleur) offert par la filiale Hilo, sous la forme de projets clé en main avec financement serait-il une avenue pouvant être envisagée par la filiale Hilo ?

Préambule

(Réf. vi. et vii.) Dans le suivi administratif de la décision D-2019-088 (Suivi administratif de la décision D-2019-088 – Études de PTÉ, p. 11 et 64), le Distributeur indique que la durée de mesures comme la géothermie lui permet de bénéficier de coûts évités plus élevés, tout en réduisant le coût annuel d'implantation. Le développement soutenu de la géothermie et des pompes à chaleur géothermique est cependant directement impacté par son coût initial d'implantation nécessitant l'accès à un financement.

4.5. Considérant le potentiel très important des pompes à chaleur géothermiques, lequel est impacté par le coût initial d'implantation, une offre de financement associée à des ententes de remboursement par les clients visés pourrait-elle être développée par la filiale Hilo ?

4.6. Quel serait le marché à privilégier pour ce type d'offre en efficacité énergétique ?