

ÉTAT D'AVANCEMENT 2024 DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS	6
2. PRÉVISION DE LA DEMANDE	8
2.1. Contexte économique	8
2.2. Prévision des ventes régulières d'électricité	8
2.2.1. Secteur Résidentiel	10
2.2.2. Secteur Commercial	10
2.2.3. Secteur industriel	11
2.3. Prévision des besoins en énergie	11
2.4. Prévision des besoins en puissance	12
2.5. Aléas de la demande	13
2.6. Suivis de décisions	15
2.6.1. Suivi sur la décarbonation des procédés industriels	15
2.6.2. Impact du télétravail sur le profil de recharge des véhicules électriques	16
2.6.3. Impact du télétravail sur la consommation	17
2.6.4. Suivi de la trajectoire d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan	17
2.6.5. Suivi sur l'offre LogisVert	17
3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIE	19
3.1. Bilans et stratégie	19
3.2. Approvisionnements inscrits aux bilans	23
4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	26
4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur	26
4.2. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur	26
4.3. Critère de fiabilité en énergie du Producteur	27
4.4. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur	28
5. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	29
5.1. Bilan de puissance	29
5.2. Stratégie d'approvisionnement	31

5.2.1.	<i>Interventions en efficacité énergétique</i>	31
5.2.2.	<i>Conversion des réseaux autonomes</i>	33
5.2.3.	<i>Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance</i>	35
6.	COÛTS ÉVITÉS	36
7.	ANNEXE PRÉVISION DE LA DEMANDE	37
8.	ANNEXE APPROVISIONNEMENT	42
8.1.	Historique des événements importants depuis le dépôt de l'État d'avancement 2023	43
8.2.	Coût des approvisionnements	43
8.3.	Suivi des conventions d'énergie différée	44
8.4.	Capacités des interconnexions	46
8.4.1.	<i>Capacités de référence des interconnexions</i>	46
8.4.2.	<i>Mise à jour sur les projets</i>	47
8.5.	Suivi du service d'intégration éolienne	48
9.	ANNEXE RÉSEAUX AUTONOMES	49

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 :	Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation	10
Tableau 2.2 :	Prévision des besoins en énergie	12
Tableau 2.3 :	Prévision des besoins en puissance par usage à la pointe d'hiver	13
Tableau 2.4 :	Aléa sur les besoins en énergie Écart-type	14
Tableau 2.5 :	Aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver Écart-type	15
Tableau 3.1 :	Bilan d'énergie Approvisionnements existants	19
Tableau 3.2 :	Bilan de puissance Approvisionnements existants	20
Tableau 3.3 :	Impact sur le bilan d'énergie des nouveaux approvisionnements prévus	22
Tableau 3.4 :	Impact sur le bilan de puissance des nouveaux approvisionnements prévus	22
Tableau 3.5 :	Description et contribution des approvisionnements existants	23
Tableau 4.1 :	Critère de fiabilité en énergie du Distributeur	26

Tableau 4.2 : Évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance	27
Tableau 5.1 : Marge de puissance par réseau après application du critère de planification ..	29
Tableau 5.2 : Suivi des interventions en efficacité énergétique par réseau autonome depuis le dépôt de l'État d'avancement 2023	32
Tableau 7.1 : Comparaison avec l'État d'avancement 2023 écart de prévision des ventes par secteurs de consommation	38
Tableau 7.2 : Comparaison avec l'État d'avancement 2023 Écart par usages à la pointe d'hiver	38
Tableau 7.3 : Principales variables démographiques et économiques	39
Tableau 7.4 : Encadrement de la prévision de la demande besoins en énergie	39
Tableau 7.5 : Encadrement de la prévision de la demande besoins en puissance	39
Tableau 7.6 : Comparaison avec l'État d'avancement 2023 prévision des besoins en énergie	40
Tableau 7.7 : Prévision des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du distributeur	40
Tableau 7.8 : Prévision des contributions annuelles en puissance en efficacité énergétique du distributeur	40
Tableau 7.9 : Prévision des ventes associées à la décarbonation des procédés industriels .	41
Tableau 7.10 : Prévisions annuelles de la demande en énergie et en puissance pour la production d'hydrogène dédiée à la décarbonation des procédés industriels	41
Tableau 7.11 : Énergie et puissance par sous-secteurs industriels liées à la production d'hydrogène en 2032	41
Tableau 8.1 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence - sommaire	44
Tableau 8.2 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat de base (350 MW)	44
Tableau 8.3 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat cyclable (250 MW)	45
Tableau 8.4 : Capacités d'importation au Québec (en MW) État de la situation pour la période 2024 – 2025	46
Tableau 8.5 : Coût du SIÉ- 1 ^{er} septembre 2023 au 31 août 2024	48
Tableau 9.1 : Écarts entre la production et les ventes des réseaux autonomes pour 2023 ...	50

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 : Prévission des ventes régulières au Québec et comparaison par rapport à l'État d'avancement 2023	9
Figure 2.2 : Profil horaire moyen de la recharge d'un véhicule électrique au Québec en jour de pointe	16
Figure 8.1 : Carte des interconnexions	47

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS

L'État d'avancement 2024 du *Plan d'approvisionnement 2023-2032* (l'« État d'avancement 2024 ») constitue le second suivi depuis le dépôt du *Plan d'approvisionnement 2023-2032* (le « Plan »). Le Distributeur en souligne les principaux éléments.

En novembre 2023, Hydro-Québec lançait son Plan d'action 2035, qui prévoit une augmentation de la demande de 9 000 MW (60 TWh) à l'horizon 2035. Hydro-Québec estime qu'afin que le Québec puisse tendre vers la carboneutralité en 2050 et assurer la prospérité économique, la demande devra atteindre 150 TWh à 200 TWh de plus en énergie propre, ce qui correspond à environ 25 000 à 35 000 MW de puissance électrique supplémentaire. Ainsi, la consommation actuelle du Québec doublera d'ici 2050.

Prévision de la demande

Le Distributeur présente à l'État d'avancement 2024 une prévision de la demande en cohérence avec les efforts déployés au cours des cinq dernières années visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) et permettant au Québec de se positionner sur une trajectoire le menant vers la carboneutralité en 2050 et la prospérité économique.

Par rapport à sa prévision de l'[État d'avancement 2023](#) du *Plan d'approvisionnement 2023-2032* (l'« État d'avancement 2023 »), le Distributeur anticipe une croissance de la demande légèrement supérieure de 2 TWh pour atteindre environ 60 TWh sur la période entre 2022 et 2035. Comme à l'État d'avancement 2023, les initiatives favorisant la décarbonation de la province, notamment la décarbonation des procédés industriels et l'électrification des transports, expliquent en grande partie la croissance brute des ventes d'électricité au Québec pour tous les grands secteurs de consommation.

À titre de rappel, le Plan d'action 2035 a été déposé quelques jours après l'État d'avancement 2023. Ce dernier incluait déjà une cible de 14 TWh d'efficacité énergétique à même la demande à l'horizon 2035. Le Plan d'action 2035 fixe pour sa part une cible ambitieuse d'efficacité énergétique de 21 TWh sur la même période. Par soucis de cohérence dans le traitement de la contribution de l'efficacité énergétique, le Distributeur internalise à sa prévision de la demande dans l'État d'avancement 2024 la contribution associée à ces efforts additionnels d'efficacité énergétique.

Ainsi, la croissance nette de la demande anticipée à l'horizon 2035 devient 53,4 TWh. Cette croissance, quoiqu'inférieure de près de 4,2 TWh à celle de l'État d'avancement 2023, ne représente en aucune façon un ralentissement de la demande au Québec, mais résulte plutôt des mesures d'Hydro-Québec en matière d'efficacité énergétique pour réaliser son Plan d'action 2035.

Bilans et stratégie d'approvisionnement

1 Le Distributeur présente la mise à jour des bilans d'énergie et de puissance, ainsi que les
2 moyens prévus pour faire face à la croissance anticipée des besoins.

3 En énergie, le bilan montre que, jusqu'en 2027 inclusivement, les moyens existants, jumelés
4 aux achats prévus sur les marchés de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins
5 anticipés. En puissance, de nouveaux approvisionnements sont requis à partir de l'hiver
6 2027-2028.

7 La stratégie du Distributeur présentée à la phase 2 du Plan repose sur un portefeuille de
8 solutions, dont les moyens de gestion de la demande de puissance (GDP), un recours accru
9 aux marchés de court terme, le maintien de l'approvisionnement de certains contrats existants
10 à leur échéance et l'acquisition de nouveaux approvisionnements ciblant des produits variés.

11 Cette stratégie reste adéquate compte tenu des nouvelles informations intégrées dans la mise
12 à jour de l'État d'avancement 2024 ; les quantités visées pour de nouveaux
13 approvisionnements de long terme restant inchangées sur l'horizon du Plan. Des ajustements
14 mineurs aux approvisionnements de court terme pourraient être envisagés.

Réseaux autonomes

15 Les activités du Distributeur en réseaux autonomes sont en continuité avec ce qui a été
16 présenté dans le Plan.

17 Ainsi, pour répondre aux besoins de ces réseaux dans un souci de réduction des émissions
18 de GES, le Distributeur maintient son approche et continuera de miser sur les trois stratégies
19 mises de l'avant, soit :

- 20 ○ agir sur la demande en déployant des initiatives en efficacité énergétique ;
- 21 ○ convertir les réseaux en tout ou en partie vers des énergies plus propres ; et
- 22 ○ assurer la fiabilité en puissance.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

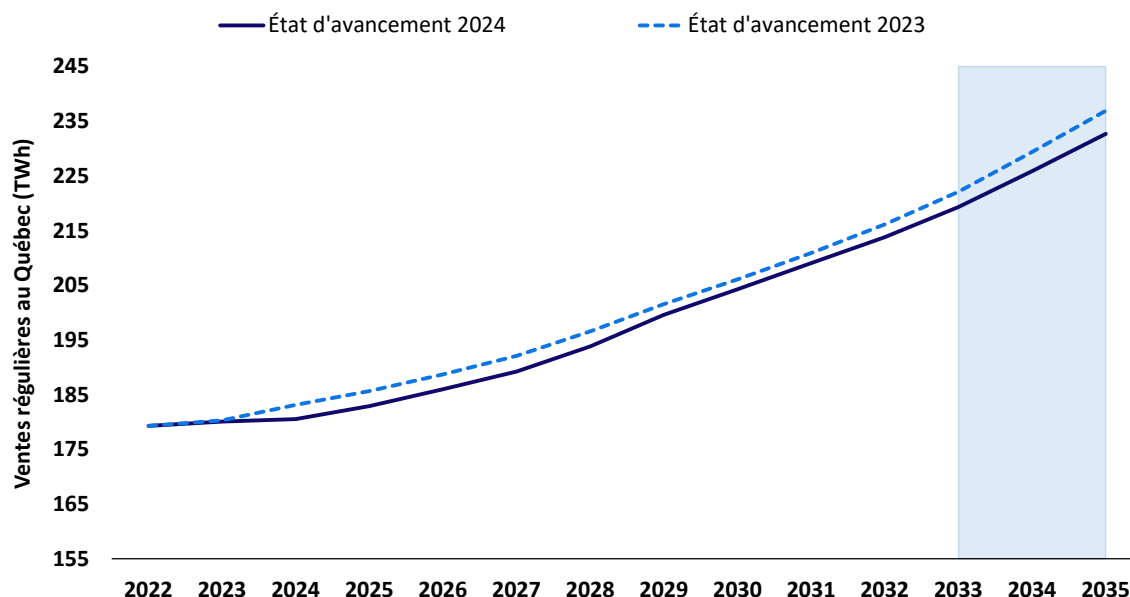
2.1. Contexte économique

- 1 Après une période de taux d'intérêt élevés, les données récentes sur l'inflation ont permis à la
2 Banque du Canada de réduire son taux directeur à plusieurs reprises depuis juin dernier, en
3 plus d'annoncer d'autres réductions probables à venir.
- 4 Les indicateurs récents montrent une reprise de l'économie, comme en témoigne la hausse
5 annuelle de 39 % au premier semestre de 2024 de la construction résidentielle.

2.2. Prévision des ventes régulières d'électricité

- 6 Avant les efforts additionnels en matière d'efficacité énergétique, le Distributeur anticipe des
7 ventes brutes de l'ordre de 216,5 TWh à l'horizon 2032.
- 8 Comme indiqué à la section 1, le Distributeur a internalisé à sa prévision de la demande les
9 efforts additionnels en matière d'efficacité énergétique, de sorte que la croissance nette de la
10 demande anticipée devienne moindre qu'au Plan d'action 2035. Les écarts à la prévision de
11 l'État d'avancement 2023 et les constats énoncés dans la présente section reflètent les
12 observations découlant de la comparaison entre ces deux prévisions.
- 13 Un fois ces efforts pris en compte, les ventes nettes d'électricité s'élèvent à 213,8 TWh en
14 2032, soit une augmentation de 34,5 TWh sur la période couverte par le Plan (figure 2.1).
- 15 Bien que les trajectoires des ventes et des besoins à la pointe d'hiver soient présentées sur
16 un horizon dépassant la période couverte par le Plan, soit jusqu'à 2035, les écarts par rapport
17 à l'État d'avancement 2023 sont quant à eux présentés à l'année 2032.

FIGURE 2.1 :
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET COMPARAISON
PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2023



- 1 La comparaison de la prévision de l'État d'avancement 2024 avec celle du précédent état
- 2 d'avancement montre des ventes plus faibles à chaque année. Outre une légère hausse dans
- 3 les secteurs résidentiel et industriel PME, la majorité de la baisse résiduelle, après avoir
- 4 internalisé les efforts additionnels d'efficacité énergétique, est attribuable au secteur industriel
- 5 et ce, principalement en raison d'une révision à la baisse des besoins prévus pour décarboner
- 6 ce secteur et ainsi tendre vers l'intention de carboneutralité en 2050.
- 7 À l'horizon 2032, les ventes sectorielles prévues à l'État d'avancement 2024 montrent un écart
- 8 de 2,3 TWh par rapport à la prévision de l'État d'avancement 2023. Les sections ci-après
- 9 décrivent les secteurs contribuant à l'écart entre les prévisions.

TABLEAU 2.1 :
PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2022 ¹	2023 ¹	2024 ²	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Résidentiel	69,9	70,2	71,3	71,6	72,4	73,4	74,9	75,8	77,2	78,5	80,1	81,1	82,3	83,4
Commercial	46,0	47,1	47,6	47,6	48,5	49,4	50,5	51,4	52,4	53,5	54,6	55,2	55,9	56,6
Dont:														
Commercial et institutionnel	39,7	40,6	41,0	41,1	42,0	42,8	43,8	44,8	45,8	46,9	47,9	48,6	49,2	49,9
Réseaux municipaux et Éclairage public	6,2	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7
Industriel	63,4	62,7	61,6	63,7	65,1	66,4	68,5	72,4	74,7	77,0	79,1	83,0	87,7	92,7
Dont:														
Industriel PME	8,1	7,6	7,7	8,0	7,9	7,9	8,0	8,1	8,2	8,4	8,5	8,8	9,1	9,5
Industriel grandes entreprises	55,4	55,1	53,9	55,7	57,2	58,5	60,5	64,3	66,5	68,7	70,6	74,2	78,5	83,2
Alumineries	25,0	25,7	25,0	25,4	25,5	25,7	25,9	26,4	26,4	26,4	26,5	26,4	26,4	26,4
Pâtes et papiers	10,4	9,6	9,6	9,4	9,4	9,4	9,4	9,5	9,6	9,6	9,7	9,8	10,0	10,1
Pétrole et chimie	4,8	4,5	4,5	4,7	5,0	5,2	5,6	6,7	7,1	7,9	8,4	10,0	12,2	14,9
Mines	4,3	4,4	4,3	4,5	4,8	4,8	4,9	5,1	5,3	5,4	5,5	5,7	5,9	6,1
Sidérurgie, fonte et affinage	7,0	6,9	6,6	7,3	8,0	8,5	9,3	10,6	11,8	12,6	13,4	14,7	16,0	17,3
Autres industriel grandes entreprises	3,9	4,1	4,1	4,3	4,5	4,8	5,3	5,9	6,3	6,7	7,1	7,5	8,0	8,5
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	179,3	180,1	180,5	182,9	186,0	189,3	193,9	199,6	204,3	209,1	213,8	219,3	225,9	232,7

Notes:

¹ Ventes réelles pour les années 2022 et 2023, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2024, normalisées pour les conditions climatiques

2.2.1. Secteur Résidentiel

Les ventes prévues au secteur Résidentiel présentent un écart de +0,1 TWh à l'année 2032 par rapport à l'État d'avancement 2023. Les efforts supplémentaires en efficacité énergétique (-0,8 TWh) sont compensés par une meilleure situation économique pour les ménages qui se traduit par un impact énergétique à la hausse dû aux nouveaux abonnements (+0,7 TWh).

2.2.2. Secteur Commercial

Par rapport à l'État d'avancement 2023, les ventes prévues au secteur Commercial présentent un écart de -0,9 TWh en 2032. Bien que les ventes prévues associées à l'électrification¹ des transports aient augmenté de +0,6 TWh, la hausse planifiée des interventions en efficacité énergétique (-1,2 TWh) et un contexte économique plus difficile expliquent essentiellement la révision à la baisse pour ce secteur.

Pour les clients du secteur des *Chaînes de blocs* desservis par le Distributeur, le solde du bloc réservé est maintenu à zéro (0) MW sur la période couverte par le Plan, en conformité avec la décision D-2023-109 de la Régie².

¹ L'électrification des transports inclut les véhicules automobiles entièrement électriques ou hybrides rechargeables, le transport public, les autobus et les camions électriques.

² Dossier R-4210-2022 Phase 1, décision [D-2023-109](#), paragraphe 293.

2.2.3. Secteur industriel

Un écart des ventes de -1,6 TWh est prévu à l'horizon 2032 par rapport à l'État d'avancement 2023. La révision à la baisse des ventes en lien avec la décarbonation des procédés industriels (-2,4 TWh) ainsi que celles affiliées à la filière des batteries (-0,2 TWh) est compensée, entre autres, par une mise à jour économique des sous-secteurs industriels (+0,6 TWh) et d'une hausse des ventes pour la production de carburant associé au transport lourd.

- **Production de carburant pour les transports lourds**

Par transports lourds, le Distributeur fait référence au transport routier non électrifié, le transport maritime, le transport ferroviaire et le transport aérien. La prévision a été ajustée à la hausse de +0,4 TWh pour prendre en compte les stratégies gouvernementales et internationales quant à la décarbonation des transports lourds ainsi que la croissance attendue de la demande en transport de marchandise et de personnes.

- **Décarbonation industrielle**

La trajectoire de décarbonation du secteur industriel sur l'horizon du Plan reflète les impacts énergétiques menant vers l'atteinte de la carboneutralité à l'horizon 2050, et appliquée à l'ensemble des grands émetteurs de GES au Québec.

Par rapport à l'État d'avancement 2023, la décarbonation des procédés industriels amène un écart à la baisse de -2,4 TWh à l'horizon 2032.

Un écart à la baisse de -3,1 TWh dans le secteur *Autres Industriels* est principalement expliqué par l'adoption envisagée de technologies de capture du carbone dans les sous-secteurs du ciment, de la chaux et du verre, en substitution à une solution plus énergivore basée sur l'utilisation d'hydrogène. Cette hypothèse technologique sur la stratégie de décarbonation du sous-secteur entraîne une réduction de -2,4 TWh. Quant à l'écart résiduel de -0,7 TWh, celui-ci est dû à une reclassification vers le sous-secteur des *Petites et Moyennes Industries*.

Par ailleurs, la prévision de la demande assume que les futures charges associées à la décarbonation des procédés industriels intégreront les technologies les plus efficaces. De cette façon, le Distributeur estime que ces interventions en efficacité énergétique permettront d'éviter environ 1,3 TWh de demande à l'horizon 2032 et pourrait atteindre près de 2 TWh en 2035.

2.3. Prévision des besoins en énergie

Les besoins en énergie présentés au tableau 2.2 sont composés de la consommation visée par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les réseaux de distribution et de transport. Pour la période 2024-2032, le Distributeur estime que le taux de pertes globales est d'environ 7,3 %. Ce taux est basé sur des conditions climatiques normales et reflète les

- 1 statistiques de taux de pertes des dernières années. Ainsi, les pertes sont estimées à
2 12,9 TWh en 2024 et atteindront 15,7 TWh en 2032.
- 3 À l'horizon 2032, les besoins en énergie anticipés atteindront 229,8 TWh, soit une
4 augmentation de 37,4 TWh par rapport au niveau de 2022. Cette hausse des besoins visés
5 par le Plan représente une croissance annuelle moyenne de 1,8 % sur la période 2022-2032.
- 6 À l'horizon 2032, l'écart entre les besoins annuels en énergie et ceux prévus à l'État
7 d'avancement 2023 est de -2,6 TWh.

TABLEAU 2.2 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2022 ¹	2023 ¹	2024 ²	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ventes Régulières au Québec	179,3	180,1	180,5	182,9	186,0	189,3	193,9	199,6	204,3	209,1	213,8	219,3	225,9	232,7
+ Énergie interruptible	0,2	0,1	0,1	0,0	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	0,7	0,7	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0
+ Effacement chaîne de blocs	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Consommation visée par le Plan³	179,6	180,3	180,8	183,0	186,1	189,4	194,0	199,8	204,5	209,4	214,2	219,7	226,3	233,2
+ Pertes de transport et de distribution	12,9	12,6	12,9	13,5	13,6	13,9	14,2	14,6	15,0	15,3	15,7	16,1	16,5	17,0
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	192,4	192,9	193,7	196,5	199,7	203,3	208,2	214,4	219,5	224,7	229,8	235,8	242,8	250,2
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2024)	1,6	-3,1	-3,4											

Notes:

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

² Inclut les ventes publiées au 31 juillet 2024, 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).

2.4. Prévision des besoins en puissance

- 8 À l'horizon 2032, les besoins en puissance anticipés à la pointe d'hiver atteindront
9 44 979 MW, représentant une augmentation de 5 314 MW par rapport à la pointe normalisée
10 de l'hiver 2021-2022. Cette augmentation des besoins en puissance équivaut à une croissance
11 annuelle moyenne de 1,3 % sur la période 2022 à 2032.
- 12 Le tableau 2.3 présente la prévision des besoins en puissance par usage à la pointe d'hiver.
13 Ces valeurs sont estimées à partir des ventes par usage et d'hypothèses de facteurs
14 d'utilisation, et sont ainsi sujettes à des écarts à la suite de changements méthodologiques.
15 Ainsi, le Distributeur rappelle que les valeurs présentées au tableau 2.3 sont estimées et
16 présentées à titre indicatif, car non-issues de sous-mesurage.
- 17 Par rapport à l'État d'avancement 2023, les besoins en puissance prévus à la pointe sont à la
18 baisse sur tout l'horizon, et l'écart s'élève à -453 MW à la pointe d'hiver 2031-2032. Plusieurs
19 facteurs expliquent cet écart dont notamment la baisse des ventes et la prise en compte des
20 efforts additionnels d'efficacité énergétique.
- 21 La majorité de cet écart se situe au secteur Industriel (-650 MW) et découle, d'une part, de la
22 baisse de la prévision des ventes et d'autre part, de la révision des facteurs d'utilisation

sectoriels afin de mieux représenter la contribution à la pointe de chacun des sous-secteurs industriels.

De plus, la mise à jour des hypothèses relatives à la trajectoire de décarbonation industrielle, représentant une réduction de -523 MW en 2032 est en partie compensée par une réallocation des besoins entre les différents sous-secteurs industriels de la filière batterie (+266 MW).

Finalement, une augmentation de +301 MW est attribuée à la mise à jour de l'impact en puissance des besoins liée aux véhicules électriques. En effet, l'action combinée de l'adoption des différentes technologies de transition, comme les camions et les véhicules électriques, accélère la migration des occurrences de pointes d'hiver en début de soirée, où l'importance relative de la recharge des véhicules électriques est plus significative.

Afin de réaliser les grandes priorités du Plan d'action 2035, le Distributeur a déposé dans le cadre de sa demande de fixation des tarifs et conditions pour l'année 2025-2026 (la « demande tarifaire 2025-2026 »), sa stratégie tarifaire qui inclut les paramètres du nouveau tarif différencié dans le temps³. Selon le niveau d'adhésion anticipé, le Distributeur estime que la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver incorpore implicitement une réduction d'environ 220 MW à l'hiver 2031-2032.

TABLEAU 2.3 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE
PAR USAGE À LA POINTE D'HIVER

En MW	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032	2032-2033	2033-2034	2034-2035
Usages¹														
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 789	14 891	15 017	15 163	15 285	15 342	15 363	15 340	15 323	15 352	15 333	15 316
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 750	3 683	3 692	3 676	3 650	3 631	3 605	3 569	3 532	3 519	3 503	3 488
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 040	2 037	2 046	2 058	2 074	2 070	2 070	2 068	2 072	2 062	2 055	2 038
Industriel	8 707	8 598	8 434	8 645	8 731	8 774	8 827	8 954	8 976	8 992	9 008	9 023	9 038	9 055
Décarbonation des procédés industriels	0	0	0	45	86	157	184	419	692	913	1 121	1 478	1 946	2 357
Filière batterie	0	0	5	34	231	325	489	676	755	833	864	897	929	953
Centres de données	127	137	147	175	249	322	393	466	536	598	651	654	659	664
Chaînes de blocs ²	211	287	319	304	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305
Serres	186	203	226	238	244	278	310	364	366	367	366	368	369	371
Véhicules électriques	90	110	132	179	240	360	535	791	1 141	1 574	2 027	2 429	2 879	3 277
Photovoltaïque	0	0	0	-1	-1	-2	-3	-3	-4	-3	-3	-3	-2	-2
Autres usages	10 048	10 013	10 281	10 083	9 871	9 852	9 714	9 681	9 692	9 699	9 711	9 832	9 998	10 204
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	39 665	39 835	40 124	40 312	40 711	41 268	41 764	42 696	43 498	44 255	44 979	45 916	47 011	48 027
<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.

² Ventées estimées, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs.

2.5. Aléas de la demande

La prévision de la demande décrite dans la section 2 découle d'un scénario de référence des besoins en énergie à conditions climatiques normales. Or, ces besoins sont assujettis à des aléas importants qui se déclinent en deux types :

- Aléa climatique ; et

³ Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce HQD-2, Document 2.1 révisé (B-0125).

- 1 • Aléa sur la demande prévue à conditions climatiques normales.
- 2 L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de ces deux types d'aléas. Ces aléas
- 3 s'appliquent à la prévision des besoins en énergie et en puissance à la pointe d'hiver.
- 4 Par rapport à l'État d'avancement 2023, les écarts-types associés à l'aléa global en énergie
- 5 du scénario fort ont été revus à la baisse principalement sur l'horizon 2027-2029 alors que les
- 6 écarts-types associés à l'aléa global en énergie du scénario faible ont été revus à la hausse
- 7 principalement sur l'horizon 2028-2029. L'aléa global en puissance est peu modifié par rapport
- 8 à l'État d'avancement 2023 (tableaux 2.4 et 2.5).
- 9 Les changements apportés à l'aléa global en énergie s'expliquent surtout par les révisions
- 10 apportées aux scénarios de décarbonation et de développement économique du secteur
- 11 industriel dans le scénario de croissance de la demande en énergie au Québec.

TABLEAU 2.4 :
ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
ÉCART-TYPE

En TWh	2025	2026	2027	2028	2029
Écart type - Scénario Faible					
<i>Aléa climatique</i>	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
<i>Aléa sur la demande</i>	2,7	3,3	3,5	3,8	4,5
<i>Aléa global</i>	3,8	4,3	4,4	4,7	5,3
<i>Coefficient de variation global</i>	2,0%	2,1%	2,2%	2,2%	2,5%
Écart type - Scénario Fort					
<i>Aléa climatique</i>	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
<i>Aléa sur la demande</i>	2,4	2,9	3,3	3,8	4,5
<i>Aléa global</i>	3,7	4,0	4,3	4,7	5,2
<i>Coefficient de variation global</i>	1,9%	2,0%	2,1%	2,2%	2,4%

TABLEAU 2.5 :
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER
ÉCART-TYPE

En MW	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028
Écart type - Scénario Faible				
<i>Aléa climatique</i>	1 750	1 770	1 800	1 820
<i>Aléa sur la demande</i>	600	730	800	910
<i>Aléa global</i>	1 850	1 920	1 970	2 040
Écart type - Scénario Fort				
<i>Aléa climatique</i>	1 750	1 770	1 800	1 820
<i>Aléa sur la demande</i>	580	700	800	910
<i>Aléa global</i>	1 850	1 910	1 970	2 040

2.6. Suivis de décisions

2.6.1. Suivi sur la décarbonation des procédés industriels

Conformément à la décision D-2024-041⁴, les tableaux demandés quant à la prévision de ventes et besoins en puissance associés à la décarbonation des procédés industriels, en plus du tableau 2.3 ci-haut, sont déposés en annexe, à la section 7 (tableaux 7.9 à 7.11).

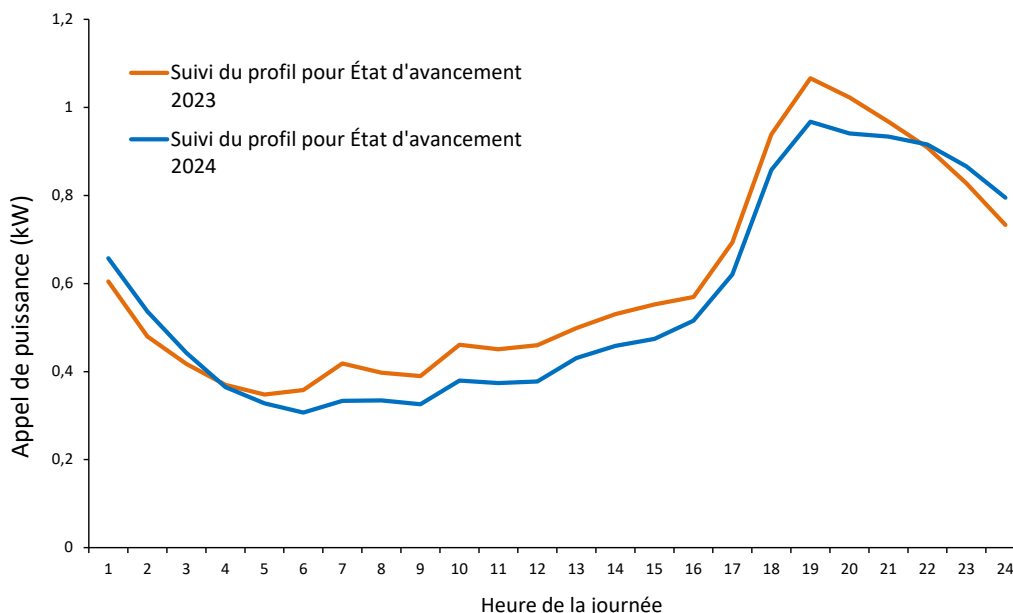
À partir de l'information qu'il possède et de son expérience commerciale, le Distributeur précise, en réponse à la demande de la Régie formulée au paragraphe 100 de cette même décision, que le potentiel d'effacement des clients qui produisent de l'hydrogène ne dépend pas que de la capacité technologique des équipements d'abaisser la demande en périodes de pointe hivernale, mais surtout de facteurs financiers pour compenser la perte de production, la capacité à remplacer le produit ou à substituer l'électricité pour une autre source d'énergie. Par ailleurs, le Distributeur demande à ses nouveaux clients d'adhérer à une option de gestion de puissance et prévoit un seuil minimal de réduction de puissance de 30 %. C'est ce seuil minimal qui a été utilisé pour la planification des moyens de gestion inscrits au bilan et plus spécifiquement, pour la demande liée à la production d'hydrogène. Cette hypothèse pourrait évoluer, voire croître dans le temps avec l'expérience que le Distributeur acquerra avec ses futurs clients.

⁴ Dossier R-4210-2022 Phase 2, décision [D-2024-041](#), paragraphes 90 et 91.

2.6.2. Impact du télétravail sur le profil de recharge des véhicules électriques

- 1 Conformément aux demandes de la Régie contenues dans ses décisions D-2019-027⁵,
2 D-2020-055⁶ et D-2023-109⁷, la figure 2.2 présente la mise à jour du profil moyen de la
3 recharge d'un véhicule électrique en jour de pointe.

FIGURE 2.2 :
PROFIL HORAIRE MOYEN DE LA RECHARGE D'UN VÉHICULE ÉLECTRIQUE AU QUÉBEC
EN JOUR DE POINTE



- 4 Depuis l'État d'avancement 2023, le Distributeur a acquis de nouvelles données. Ainsi, le
5 Distributeur dispose maintenant d'un échantillon plus volumineux, soit de plus de 1 500 bornes
6 de recharges résidentielles. Cette mise à jour permet d'ajuster le profil de recharge d'une
7 journée de pointe et de comparer son évolution par rapport au profil de
8 l'État d'avancement 2023 (figure 2.2).

- 9 Tout d'abord, la révision de l'échantillon entraîne des changements à la baisse en milieu de
10 journée ainsi que sur la pointe du soir par rapport au profil précédent. De plus, la mise à jour
11 du profil indique un léger repli de la recharge entre 8h et 15h, laissant supposer notamment
12 l'hypothèse d'une réduction de l'effet du télétravail sur le comportement moyen de recharge.
13 La pointe de la recharge vers 19h est aussi légèrement révisée à la baisse. Ces réductions
14 sont compensées par une recharge supérieure entre 21h et 24h, indiquant potentiellement
15 l'adoption d'un comportement de déplacement de la recharge durant la nuit. Pour contrôler la

⁵ Dossier R-4057-2018 Phase 1, décision [D-2019-027](#), paragraphe 290.

⁶ Dossier R-4100-2019, décision [D-2020-055](#), paragraphe 111.

⁷ Dossier R-4210-2022 Phase 1, décision [D-2023-109](#), paragraphe 120.

possibilité que l'échantillon soit influencé par la participation à des programmes d'effacement, tel qu'Hilo, l'analyse exclue les dates visées par des appels d'effacement résidentiels.

2.6.3. Impact du télétravail sur la consommation

Dans son complément d'information sur la prévision de la demande présentée au Plan⁸, le Distributeur annonçait qu'il allait présenter l'avancement de ses analyses relativement à l'impact du télétravail sur la consommation de ses clients. Or, il poursuit toujours ses analyses.

Tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2023-109⁹, le Distributeur poursuivra, au cours des prochaines années, ses analyses relativement à l'impact à long terme du télétravail sur les comportements de consommation des clients. Il fera état de l'avancement de ses travaux dans le cadre des prochains rendez-vous réglementaires en lien avec les plans d'approvisionnements.

2.6.4. Suivi de la trajectoire d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan

Conformément à la décision D-2023-109, le Distributeur présente une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan¹⁰. Le Distributeur précise qu'il a rehaussé sa planification des interventions en efficacité énergétique de 7 TWh à l'horizon 2035, l'amenant à 21 TWh.

De plus, le Distributeur présente en annexe (voir les tableaux 7.7 et 7.8) les informations en lien avec l'efficacité énergétique demandées par la Régie.

2.6.5. Suivi sur l'offre LogisVert

Conformément à la décision D-2023-109¹¹, le Distributeur présente un compte rendu du déploiement du programme LogisVert. Le programme LogisVert, visant le marché de la rénovation et de la nouvelle construction pour la clientèle résidentielle, a été lancé en janvier 2024. Dans le cadre de ce programme, plusieurs mesures d'efficacité énergétique sont admissibles à une aide financière, notamment la thermopompe efficace, la thermopompe à très haute efficacité, la thermopompe géothermique, l'accumulateur de chaleur avec ou sans thermopompe, la cuisinière à induction, la sècheuse à pompe à chaleur et les capteurs solaires thermiques pour préchauffer l'eau domestique dans les nouvelles constructions. Un guide de participation expliquant l'ensemble des mesures admissibles et les aides financières est disponible pour chacun des trois volets de clientèle :

⁸ Dossier R-4210-2022 Phase 1, pièce HQD-2, document 2 ([B-0009](#)), pages 37-38.

⁹ Dossier R-4210-2022, décision [D-2023-109](#), paragraphe 118.

¹⁰ Dossier R-4210-2022, décision [D-2023-109](#), paragraphe 97.

¹¹ Dossier R-4210-2022, décision [D-2023-109](#), paragraphe 98.

- 1 • Le volet « Clientèle résidentielle¹² » s'adresse aux propriétaires qui rénovent ou
2 font l'acquisition de nouveaux équipements efficaces. Les locataires sont
3 admissibles à certaines mesures ;
- 4 • Le volet « Entreprise d'installation »¹³ s'adresse aux entreprises d'installation de
5 thermopompes géothermiques ou d'accumulateurs de chaleur ;
- 6 • Le volet « Entreprise de construction »¹⁴, s'adresse aux entreprises de construction
7 ainsi qu'aux promoteurs immobiliers qui intègrent des appareils écoénergétiques
8 dans les nouvelles constructions résidentielles.

9 Le programme se porte bien depuis son déploiement. Les demandes d'aide financière sont en
10 croissance depuis le lancement. Le Distributeur estime que LogisVert contribuera à la majorité
11 des économies d'énergie qui seront réalisées pour les prochaines années dans le secteur
12 résidentiel.

¹² Voir le [guide de participation](#) à l'intention de la clientèle résidentielle.

¹³ Voir le [guide de participation](#) à l'intention des entreprises d'installation.

¹⁴ Voir le [guide de participation](#) à l'intention des entreprises de construction.

3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIE

3.1. Bilans et stratégie

- 1 Les bilans d'énergie et de puissance présentés aux tableaux 3.1 et 3.2 intègrent les
- 2 différents approvisionnements et moyens de gestion décrits au tableau 3.5. Les
- 3 tableaux 3.3 et 3.4 présentent l'impact sur ces derniers des nouveaux approvisionnements
- 4 prévus. Ces bilans appuieront la planification des approvisionnements, de même que celle
- 5 des réseaux de transport et de distribution.

**TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS**

En TWh	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS	196,5	199,7	203,3	208,2	214,4	219,5	224,7	229,8	235,8	242,8	250,2
APPROVISIONNEMENTS											
Approvisionnements existants											
Électricité patrimoniale utilisée	175,9	177,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,8	3,9	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Énergie rappelée - HQP	0,8	1,2	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
Contrats de puissance HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaîne de blocs	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
A/O 2021-01 - HQP	-	0,1	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Éolien (1)	11,4	11,7	14,6	15,2	15,8	18,3	18,1	17,4	14,5	12,6	10,8
Cogénération et petite hydraulique	2,9	2,9	2,8	2,4	2,1	2,1	2,0	2,0	1,8	1,8	1,8
Énergie additionnelle requise											
Contribution des marchés de court terme	1,5	1,7	3,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
• Hiver	1,4	1,5	2,6	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
• Hors hiver	0,1	0,2	0,8	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	4,0	9,9	12,6	18,0	23,9	32,9	41,8	51,1
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	2,9	0,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Note (1) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

Hiver (1er décembre au 31 mars)	2024-	2025-	2026-	2027-	2028-	2029-	2030-	2031-	2032-	2033-	2034-
En MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS À LA POINTE	40 312	40 711	41 268	41 764	42 696	43 498	44 255	44 979	45 916	47 011	48 027
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	4 300	4 892	5 028	5 162	5 154	5 046	5 154	4 968	5 072	5 193	5 305
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	44 612	45 603	46 296	46 926	47 850	48 545	49 409	49 947	50 988	52 204	53 332
APPROVISIONNEMENTS											
Approvisionnements existants											
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 700	1 900	2 059	659	659	659	659	659	659	659	659
• Base et cyclable	600	600	600	-	-	-	-	-	-	-	-
• Puissance rappelée	600	800	800	-	-	-	-	-	-	-	-
• Contrats de puissance A/O 2015-01	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
• A/O 2021-01 - HQP	-	-	159	159	159	159	159	159	159	159	159
Autres contrats de long terme	1 918	1 927	2 341	2 367	2 359	2 705	2 696	2 618	2 373	1 944	1 674
• Éolien (1)	1 486	1 486	1 900	1 978	2 033	2 383	2 383	2 319	2 107	1 678	1 424
• Biomasse	328	337	337	285	222	219	219	219	211	211	211
• Petite hydraulique	103	103	103	103	103	103	94	80	55	55	39
Gestion de la demande de puissance	2 152	2 288	2 360	2 448	2 621	2 822	2 974	3 041	3 076	3 067	3 026
• OÉI (2025) / GDP Engagement (2026+)	1 004	1 029	1 046	1 056	1 079	1 112	1 130	1 139	1 148	1 164	1 180
• GDP Affaires (2025) / GDP Latitudes (2026+)	611	692	718	751	781	835	879	889	898	906	907
• Tarification dynamique et Hilo	537	567	596	641	761	875	965	1 013	1 030	997	939
Autres moyens	792	802	810	818	825	825	826	829	829	830	831
• Chaînes de blocs	289	290	290	290	290	290	290	290	290	290	290
• OÉA/TRI	253	262	270	278	285	285	286	288	289	290	290
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise											
Contribution des marchés de court terme	600	1 250	1 300	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres approvisionnements requis	-	-	-	1 700	2 450	2 600	3 300	3 850	5 100	6 750	8 200

Note (1) : Contribution équivalente à 40% de la puissance contractuelle, en vertu du service d'intégration éolienne.
Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

1 Le Distributeur mentionne avoir révisé son utilisation des conventions d'énergie différée
2 et rappelée par rapport à sa planification de l'État d'avancement 2023. À cet effet, les
3 quantités réservées auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité
4 (le « Producteur ») ont été réduites pour l'hiver 2024-2025 et augmentées pour les hivers
5 subséquents, tel que présenté aux tableaux 8.1 à 8.3 en annexe.

6 Jusqu'en 2027 inclusivement, les moyens planifiés en énergie, jumelés aux achats prévus
7 sur les marchés de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins anticipés. Le
8 besoin de nouveaux approvisionnements en énergie apparaît en 2028.

9 Le besoin pour de nouveaux approvisionnements en puissance apparaît à partir de l'hiver
10 2027-2028.

11 Afin de répondre aux besoins en énergie et en puissance, le Distributeur s'appuie toujours
12 sur la stratégie d'approvisionnement présentée lors de la phase 2 du Plan, composée de
13 divers moyens :

- 14 • **Efficacité énergétique** : le Distributeur intensifie ses efforts en matière d'efficacité
15 énergétique et anticipe une contribution additionnelle de près de 7 TWh à l'horizon
16 2035, internalisée à sa prévision de demande. Ces efforts additionnels doivent
17 permettre d'atteindre la cible globale de 21 TWh annoncée au Plan d'action 2035
18 (voir la section 2.6.4) ;

1 **Gestion de la demande de puissance (GDP)** : dans le cadre de la demande
2 tarifaire 2025-2026, une refonte des moyens de GDP a été proposée¹⁵. Pour la
3 clientèle résidentielle, cette refonte vise notamment à accroître l'attractivité du tarif
4 Flex. Pour les clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle, elle vise à
5 freiner un effritement du portefeuille de moyens de GDP et à en favoriser la
6 croissance en s'arrimant davantage aux réalités du marché. Afin de soutenir la
7 participation des clients à la GDP, de même que leur performance d'effacement,
8 le Distributeur prévoit des programmes d'aide financière pour la mise en place de
9 mesures facilitantes, comme il l'expose à la demande tarifaire 2025-2026¹⁶. Par
10 ailleurs, le Distributeur mentionne que le projet pilote Hilo Affaires a pris fin au
11 début 2024 et que les MW ont été intégrés à la GDP Affaires, puis à la GDP
12 Latitude à partir de 2026. Le Distributeur précise également que la contribution à
13 l'effacement des véhicules électriques est en partie captée dans sa prévision de la
14 demande via l'application de la tarification différenciée dans le temps, ainsi que par
15 le biais de ses options tarifaires. La nouvelle planification des moyens de GDP
16 reflète les ambitions annoncées au Plan d'action 2035 pour aider la clientèle à
17 consommer au meilleur moment.

18 • **Maintien de l'approvisionnement de certains contrats venant à échéance** : le
19 Distributeur travaille à assurer le maintien des approvisionnements associés à
20 plusieurs contrats arrivant à échéance au cours des prochaines années. Ces
21 approvisionnements proviennent de parcs éoliens, de centrales de cogénération
22 et de petites centrales hydroélectriques. Aux fins du calcul des quantités inscrites
23 aux tableaux 3.3 et 3.4, le Distributeur considère le potentiel énergétique total de
24 cette mesure, pour les contrats prenant fin sur la période 2026 à 2035.

25 • **Marchés de court terme** : le Distributeur continue de s'appuyer sur une
26 contribution maximale des marchés de court terme en puissance de 1 500 MW sur
27 l'horizon du Plan, ainsi que sur une contribution en énergie allant jusqu'à 3 TWh
28 en hiver et 3 TWh en été, sur un scénario normalisé.

29 • **Acquisition de nouveaux approvisionnements** : le Distributeur prévoit toujours
30 avoir recours à des approvisionnements additionnels de long terme ou de court
31 terme. Pour le volet de long terme, les quantités prévues demeurent. Pour le volet
32 de court terme, des ajustements mineurs aux quantités prévues à la phase 2 du
33 Plan ont été effectués pour tenir compte de l'évolution des hypothèses.

34 Les tableaux 3.3 et 3.4 reflètent l'impact à jour des éléments énumérés ci-dessus.

¹⁵ Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce HQD-2, Document 2.1 révisé ([B-0125](#)).

¹⁶ Dossier R-4270-2024 Phase 3, pièce HQD-2, Document 2.2 révisé ([B-0114](#)).

TABLEAU 3.3 :
IMPACT SUR LE BILAN D'ÉNERGIE DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

En TWh	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS RÉSIDUELS	1,5	1,7	3,4	10,0	15,9	18,6	24,0	29,9	38,9	47,8	57,1
APPROVISIONNEMENTS											
Nouveaux approvisionnements prévus											
Approvisionnements issus de projets existants (1)	-	-	0,5	1,2	1,9	2,3	2,5	3,3	6,3	8,1	10,1
• Projets éoliens (2)	-	-	0,4	0,7	1,0	1,4	1,5	2,3	5,1	7,0	8,9
• Projets de cogénération	-	-	0,1	0,5	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Projets de PCH	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
A/O solaire	-	-	-	0,1	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Approvisionnements de court terme (3)	-	-	1,0	4,1	3,0	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements de long terme	-	-	-	2,1	7,1	13,9	19,4	19,5	19,4	19,4	19,4
• Besoin hivernal	-	-	-	-	1,0	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1
• Besoin annuel (4)	-	-	-	2,1	6,1	9,8	15,3	15,4	15,3	15,3	15,3
Énergie additionnelle requise											
Contribution des marchés de court terme	1,5	1,7	2,0	2,6	3,9	2,5	2,2	6,0	6,0	6,0	6,0
• Hiver	1,4	1,5	1,6	1,5	1,9	1,5	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0
• Hors hiver	0,1	0,2	0,5	1,2	2,0	1,0	0,5	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	-	-	-	-	0,7	6,8	13,9	21,3
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	2,9	0,9	0,1	-	-	-	-	-	-	-	-

Note (1) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.

Note (2) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

Note (3) : Approvisionnements de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal.

Note (4) : L'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront du type d'approvisionnement retenu.

TABLEAU 3.4 :
IMPACT SUR LE BILAN DE PUISSANCE DES NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS

Hiver (1er décembre au 31 mars)	2024-	2025-	2026-	2027-	2028-	2029-	2030-	2031-	2032-	2033-	2034-
En MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS RÉSIDUELS	600	1 250	1 300	3 200	3 950	4 100	4 800	5 350	6 600	8 250	9 700
APPROVISIONNEMENTS											
Nouveaux approvisionnements prévus											
Approvisionnements issus de projets existants (1)	-	-	44	136	243	299	309	386	632	1 061	1 331
• Projets éoliens (2)	-	-	44	84	128	181	181	245	457	886	1 140
• Projets de cogénération	-	-	-	52	115	118	118	118	127	127	127
• Projets de PCH	-	-	-	-	-	-	10	23	48	48	64
Approvisionnements de court terme (3)	-	-	-	1 550	1 450	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	750	2 600	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
• Besoin hivernal	-	-	-	-	-	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400	1 400
• Besoin annuel	-	-	-	-	750	1 200	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Puissance additionnelle requise											
Contribution des marchés de court terme	600	1 250	1 250	1 500	1 500	1 200	1 100	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres approvisionnements requis	-	-	-	-	-	-	-	50	1 050	2 300	3 450

Note (1) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.

Note (2) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.

Note (3) : Approvisionnements de courte durée (moins d'un an) pour répondre au besoin hivernal.

3.2. Approvisionnements inscrits aux bilans

TABLEAU 3.5 :
DESCRIPTION ET CONTRIBUTION DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

Moyens	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Contrats et ententes avec le Producteur (HQP)			
Électricité patrimoniale	Bloc d'énergie réservée pour la clientèle québécoise, produite à partir des centrales patrimoniales d'HQP.	Jusqu'à 178,9 TWh	37 442 MW
Contrat en base	Contrat pour des livraisons fermes d'énergie garantie, se terminant en 2027.	3,1 TWh	350 MW
Contrat cyclable	Contrat dont les livraisons peuvent être modulées d'heure en heure, se terminant en 2027.	Jusqu'à 2,2 TWh	250 MW
Conventions d'énergie différée/rappelée	Ententes permettant de procéder à des retours de l'énergie des contrats de base et cyclable qui avait été différée de 2008 à 2010.	Varie selon les rappels prévus, atteint jusqu'à 1,2 TWh selon la planification actuelle	Varie selon les rappels prévus
Contrats de puissance découlant de l'A/O 2015-01	Trois (3) contrats en puissance qui procurent jusqu'à 351 heures d'énergie à la demande du Distributeur.	0,2 TWh	500 MW
Contrat en énergie découlant de l'A/O 2021-01	Contrat pour des livraisons fermes d'énergie garantie.	1,4 TWh	159 MW
Service d'intégration éolienne	Service assurant l'équilibrage de la production éolienne, des retours d'énergie stables et une garantie de puissance.	Raffermit les livraisons des parcs éoliens à hauteur de 35 % de la puissance éolienne installée, sur une base annuelle	Garantit 40 % de la puissance éolienne installée Atteint 2 300 MW
Entente globale cadre	Entente qui encadre les dépassements à l'électricité patrimoniale.	Aucune inscription aux bilans en vertu de cette entente	

Moyens	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Contrats et ententes avec des fournisseurs privés			
Éolien	Cinquante-trois (53) contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres, incluant les appels d'offres 2021-01, 2021-02 et 2023-01.	Jusqu'à 18,3 TWh	Voir Service d'intégration éolienne
Cogénération	Vingt-trois (23) contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres ou de programmes d'achat d'électricité.	Jusqu'à 2,5 TWh	Jusqu'à 337 MW
Petites centrales hydrauliques	Sept (7) contrats conclus dans le cadre du programme d'achat d'électricité. Trois (3) contrats pour lesquels les projets ne sont pas en service et pour lesquels une incertitude demeure quant aux dates prévues de début des livraisons d'électricité n'ont pas été pris en compte.	Jusqu'à 0,5 TWh	Jusqu'à 103 MW
Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE	La suspension est planifiée jusqu'à la fin du contrat, en 2026.	—	—
Gestion de la demande de puissance			
Électricité interruptible / GDP Engagement	Options tarifaires offertes aux clients de moyenne et de grande puissance (tarifs M, G9, L ou LG).	—	Atteint 1 180 MW
	Un crédit est offert aux clients qui acceptent de réduire leur production en pointe, à la demande du Distributeur. En cas de refus, une pénalité s'applique. L'option GDP Engagement a été proposée dans le cadre de la demande tarifaire 2025-2026 et entrerait en vigueur à l'hiver 2025-2026.		
GDP Affaires / GDP Latitudo	Option offerte aux clients Affaires admissibles, à qui un appui financier est versé afin qu'ils réduisent leur consommation d'électricité pendant les heures de pointe, à la demande du Distributeur.	—	Atteint 907 MW
	L'option GDP Latitudo a été proposée dans le cadre de la demande tarifaire 2025-2026 et entrerait en vigueur à l'hiver 2025-2026.		
Tarification dynamique et Hilo	Les options de tarification dynamique sont offertes aux clients résidentiels et commerciaux. L'option de crédit hivernal et les tarifs Flex D et Flex G sont inscrits au bilan de puissance. Dans le cadre de la demande tarifaire 2025-2026, le Distributeur propose une évolution des modalités de l'option de crédit hivernal et des tarifs Flex. Ces modalités entreraient en vigueur à l'hiver 2025-2026. Hilo constitue l'offre d'immutique et de domotique du Distributeur permettant aux clients adhérent de piloter certaines charges afin d'optimiser leur consommation et participer aux efforts de réduction de la consommation en période de pointe. Les clients inscrits peuvent réaliser des économies en réduisant leur consommation d'électricité, en période de pointe, à la demande du Distributeur.	—	Atteint 1 030 MW

Moyens	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Autres moyens			
Service non ferme Chaînes de blocs	En vertu du tarif pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, les charges de cette clientèle peuvent être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95 % de la charge. Pour les clients en réseaux municipaux, l'effacement est géré par ces derniers. Toutefois, en vertu d'une entente avec les réseaux municipaux, le Distributeur peut demander un effacement correspondant à 95 % des charges pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, et ce, pour un maximum de 100 heures.	Atteint 0,1 TWh	Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs Jusqu'à 290 MW
Abaissement de tension	Moyen de dernier recours à la disposition du Distributeur. Une validation de la contribution en puissance est réalisée périodiquement par le Transporteur.	–	250 MW
Option d'électricité additionnelle et tarif de relance industrielle	Options de tarification destinées à la clientèle moyenne et grande puissance permettant de déplacer sa consommation en pointe tout en respectant les contraintes tarifaires.	–	Atteint 290 MW
Contribution des marchés de court terme			
En énergie	Achats d'énergie prévus auprès des marchés voisins et québécois, par le biais des bourses d'énergie ou de transactions directes avec les fournisseurs.	Jusqu'à 3 TWh en période hivernale et 3 TWh hors période hivernale	–
En puissance	Contribution en puissance des marchés de court terme voisins et québécois via produits de puissance (UCAP) ou partage de réserve. Cette évaluation repose notamment sur la capacité des interconnexions et les contraintes techniques et commerciales.	–	Jusqu'à un maximum de 1 500 MW

4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

Le Distributeur doit s'assurer de respecter le critère de fiabilité en énergie, comme formulé dans le Plan :

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.

TABLEAU 4.1 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2025	2026	2027	2028	2029
Achats d'énergie	1,5	1,7	3,4	10,0	15,9
+ Aléa d'un écart-type	3,7	4,0	4,3	4,7	5,2
Achats +1 écart-type (approvisionnements existants)	3,3	4,2	7,7	14,7	21,1
Achats +1 écart-type (avec approvisionnements prévus)	3,3	4,2	6,2	7,3	9,1

L'ajout d'un aléa d'un écart-type représente 4,7 TWh en 2028 et 5,2 TWh en 2029. En considérant le scénario intégrant les nouveaux approvisionnements prévus, les achats d'énergie prévus sur une base annuelle atteignent alors 6,2 TWh en 2027, 7,3 TWh en 2028 et 9,1 TWh en 2029. Le Distributeur pourra s'appuyer sur le Producteur pour les besoins résiduels afin de respecter le critère de fiabilité en énergie.

4.2. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur

Pour assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une réserve est requise. Cette réserve, qui permet de faire face aux aléas de la demande et au risque d'indisponibilité des ressources, est inscrite au bilan de puissance présenté dans le tableau 3.2. Elle est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année¹⁷.

Le niveau de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction du niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande, ainsi que des caractéristiques des ressources déployées par le Distributeur.

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.

¹⁷ NPCC, [Regional Reliability Reference Directory # 1 Design and Operation of the Bulk Power System](#).

TABLEAU 4.2 :
ÉVOLUTION DES TAUX DE RÉSERVE REQUISE POUR
RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2023-2032	9,6%	10,1%	10,2%	10,5%
État d'avancement 2023	10,1%	10,4%	10,6%	11,0%
État d'avancement 2024	10,7%	12,0%	12,2%	12,4%

La méthode d'établissement de la réserve est similaire à celle utilisée lors de l'État d'avancement 2023, laquelle prend en compte les modalités de chaque moyen de gestion et les caractéristiques des différentes ressources du Distributeur de façon endogène. Pour les années 2033 à 2035, qui dépassent l'horizon couvert par le Plan, le Distributeur a appliqué le taux de réserve de 2032.

Par rapport à l'État d'avancement 2023, le Distributeur a toutefois affiné la modélisation de l'aléa climatique dans le modèle de fiabilité. Afin d'établir la réserve requise, le Distributeur utilise désormais de multiples simulations horaires chronologiques des besoins prévus en fonction d'un historique des conditions climatiques observées.

De plus, le taux de réserve requis intègre, dès l'hiver 2025-2026, les modalités de la refonte des moyens de gestion pour les clientèles commerciale, institutionnelle et industrielle présentée dans la demande tarifaire 2025-2026. La refonte prévoit la modification des modalités de ces moyens de gestion, notamment le nombre d'appels maximal par hiver ou le nombre d'appels par jour qui ont été revus à la baisse.

Le Distributeur rappelle que la contribution des moyens de gestion est désormais endogène à l'analyse statistique de la fiabilité en puissance, c'est-à-dire qu'elle est incluse dans le taux de réserve requise. Les taux de contribution marginale et moyenne de chacun des moyens de gestion ont été présentés dans le cadre de la demande tarifaire 2025-2026 et sont toujours d'actualité.

4.3. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

La plus grande part des approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité patrimoniale fournie par le Producteur, dont le parc de production est essentiellement hydraulique. Le Distributeur doit donc s'assurer que son principal fournisseur est en mesure de répondre à ses obligations tout en respectant les standards de fiabilité acceptés par la Régie.

Dans sa décision D-2023-109 relative au Plan, la Régie a reconduit le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par le Producteur, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre années consécutives.

- 1 Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès de son fournisseur.
- 2 Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août et novembre de
- 3 chaque année.

4.4. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur

- 4 Le Producteur rend compte de la fiabilité en puissance de ses approvisionnements au début
- 5 de chaque hiver. Une attestation à cet effet est déposée à la Régie dans le cadre des suivis
- 6 du plan d'approvisionnement.

5. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

5.1. Bilan de puissance

- 1 Le tableau 5.1 met en évidence la marge de puissance dont dispose le Distributeur pour
- 2 combler les besoins dans chacun des réseaux autonomes.

TABEAU 5.1 :
MARGE DE PUISSANCE PAR RÉSEAU
APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) en kW	2024 - 2025	2025 - 2026	2026 - 2027	2027 - 2028	2028 - 2029	2029 - 2030	2030 - 2031	2031 - 2032
Îles-de-la-Madeleine								
Cap-aux-Meules	1 823	1 931	2 155	2 016	1 872	1 785	1 699	1 644
L'Île-d'Entrée	517	517	518	518	518	517	517	516
Nunavik								
Akulivik	347	326	314	303	290	278	266	253
Aupaluk ⁽¹⁾	865	842	834	358	348	339	330	322
Inukjuak ⁽²⁾⁽³⁾	143	1 856	1 781	1 723	1 685	1 645	1 603	1 559
Ivujivik	468	449	437	428	419	411	404	396
Kangiqsualujuaq	134	98	69	48	32	16	(3)	242
Kangiqsualujuaq ⁽¹⁾	802	780	759	734	584	557	531	505
Kangirsuk ⁽¹⁾	32	(1)	698	681	666	655	647	452
Kuujuuaq ⁽¹⁾	(23)	1 524	1 427	1 330	1 262	1 239	1 146	1 048
Kuujuarapik	617	568	531	500	470	441	412	382
Puvimittuq	121	46	1 733	1 682	1 630	1 574	1 515	1 456
Quaqtaq	552	513	473	434	398	370	355	340
Salluit	900	875	843	807	771	735	699	663
Tasiujaq	441	419	405	396	388	381	373	365
Umiujaq	107	81	60	42	24	417	400	383
Basse Côte-Nord								
Lac-Robertson	1 288	1 250	1 211	1 172	1 133	1 094	1 053	1 012
La Romaine ⁽⁴⁾								
Port-Menier	364	338	321	308	299	290	281	276
Schefferville								
Schefferville	298	24	(192)	(370)	(516)	(637)	1 589	1 506
Haute-Mauricie								
Clova ⁽¹⁾⁽⁴⁾	(21)	(22)	(23)	(24)	(25)			
Obedjiwan ⁽²⁾	141	83	1 245	1 137	1 065	975	893	811

1. Avec groupe électrogène mobile pour assurer temporairement le respect du critère de fiabilité.

2. Inclut l'option d'électricité interruptible.

3. La prévision de 2024-2025 tient compte de la conversion des systèmes de chauffage. La conversion pourrait ne pas être complétée pour cette pointe.

4. Raccordement

Quelques changements sont à signaler depuis le dépôt l'État d'avancement 2023:

- La mise en service de la nouvelle centrale de réserve d'Inukjuak n'a pas été prise en compte pour l'hiver 2024-2025. Cette mise en service pourrait survenir durant la pointe ou peu de temps après. Le Distributeur présente donc un portrait conservateur en retenant la puissance de l'ancienne centrale pour le calcul de la puissance garantie de cet hiver, ce qui diminue la marge pour cette pointe.
- Le projet de nouvelle centrale de Kangiqsujuaq est maintenu, mais sa puissance a été revue à la hausse.
- La planification du projet d'augmentation de puissance de Kangirsuk a été décalée de deux ans, reportant la mise en service pour la pointe 2031-2032 et sa puissance a été revue à la hausse. Le raccordement d'une génératrice d'urgence est planifié pour la pointe 2026-2027. Puisque le bilan de puissance de ce réseau présente un déficit de 1 kW pour la pointe précédente, soit 2025-2026, la génératrice d'urgence sera toutefois transportée sur le site en 2025, permettant le devancement de son raccordement au besoin. La puissance installée de la centrale sera en mesure d'en combler les besoins en situation normale.
- La planification du projet d'augmentation de puissance de Kuujuaq a été décalée de deux ans, reportant la mise en service pour la pointe 2029-2030 et sa puissance a été revue à la hausse. Une génératrice d'urgence est planifiée pour la pointe 2025-2026. Puisque le bilan de puissance de ce réseau présente un léger déficit pour la pointe 2024-2025, la génératrice d'urgence a été transportée sur le site en 2024, permettant le devancement de son raccordement au besoin. La puissance installée de la centrale sera en mesure d'en combler les besoins en situation normale.
- La planification du projet d'augmentation de puissance d'Umiujaq est devancée de deux ans, pour une mise en service en 2029-2030.
- Le Distributeur évalue la possibilité de bonifier la puissance garantie du réseau de Schefferville par une nouvelle centrale de réserve à l'horizon 2030-2031. Le bilan de puissance de ce réseau présente un déficit pour les années précédentes, à la suite d'une augmentation notable de la prévision de la charge. Deux génératrices d'urgence, non prises en compte dans le bilan, sont présentes sur place permettant un raccordement rapide au besoin. La puissance installée combinée des moyens de production sera en mesure d'en combler les besoins en situation normale.
- Le raccordement de Clova s'inscrit à la planification du Distributeur pour la pointe 2029-2030. Le projet de synchronisation des groupes diesel est retiré de la planification actuelle, le Distributeur reprenant l'évaluation technique de la meilleure solution à mettre en place d'ici le raccordement. Une génératrice d'urgence demeure présente pour assurer la fiabilité en puissance.

En ce qui concerne la centrale de Cap-aux-Meules, le Distributeur a dû déployer, à l'hiver 2024, des génératrices mobiles totalisant 12 MW, en raison de l'indisponibilité prolongée d'un des six groupes moteurs.

Les délais associés à d'importantes interventions de maintenance en 2024 auront à nouveau pour effet de rendre indisponible l'un des groupes pour la prochaine période de pointe, de sorte que les génératrices mobiles seront à nouveau requises pour assurer la fiabilité d'alimentation.

Le vieillissement de la centrale, mise en service en 1991, est susceptible de provoquer d'autres situations similaires au cours des prochaines années. Le Distributeur étudie donc la possibilité d'avoir recours aux génératrices mobiles pour les prochaines périodes de pointe, jusqu'au déploiement d'une solution plus permanente.

De plus, en lien avec la dégradation de la disponibilité de la centrale de Cap-aux-Meules, le Distributeur évalue la possibilité de revoir à la baisse la puissance garantie actuelle de cette dernière. Cette situation n'est pas présentée au tableau 5.1. Le Distributeur présentera un état de la situation plus complet au prochain plan d'approvisionnement.

En ce qui concerne Obedjiwan, le Distributeur évalue la pertinence de déployer à court terme une génératrice d'urgence. De nouvelles informations portent à croire qu'une pression à la hausse sur la demande pourrait survenir pour ce réseau, tandis qu'une contribution moindre de la puissance interruptible a été considérée au bilan. Cette génératrice n'est pas incluse au présent bilan de puissance.

5.2. Stratégie d'approvisionnement

Le Distributeur maintient la stratégie annoncée dans le Plan, soit d'assurer la fiabilité des approvisionnements tout en respectant les critères établis. Cette stratégie consiste à agir d'abord sur la demande en mettant de l'avant les interventions en efficacité énergétique, puis sur la mise en place de moyens de conversion vers des sources d'énergie plus propres et le déploiement de solutions permettant d'assurer la fiabilité en puissance.

5.2.1. Interventions en efficacité énergétique

Dans l'ensemble des réseaux autonomes, le Distributeur entend poursuivre le déploiement de mesures d'économie d'énergie et de campagnes de sensibilisation afin que les clientèles de ces réseaux adoptent et maintiennent des comportements écoénergétiques.

Le tableau 6.3 présenté en phase 1 du Plan¹⁸ faisait état des principales interventions en efficacité énergétique pour lesquelles le lancement était prévu au cours des premières années de l'horizon du Plan. Le tableau 5.2 présente une mise à jour des interventions par rapport à l'État d'avancement 2023.

¹⁸ Dossier R-4210-2022 Phase 1, pièce HQD-3, document 2 ([B-0013](#)), p. 21.

TABLEAU 5.2 :
SUIVI DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PAR RÉSEAU AUTONOME
DEPUIS LE DÉPÔT DE L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2023

Réseau	Interventions prévues
Nunavik	Concernant le projet pilote pour les sècheuses à condensation (avec thermopompes) et les laveuses à haut rendement d'essorage réalisé à la fin de l'été 2023, à la suite des entrevues avec les participants au projet pilote, il a été convenu de ne pas donner suite au déploiement de cette mesure. Les utilisateurs se sont montrés très critiques par rapport au temps de séchage supplémentaire requis et certains ont même abandonné tout simplement l'utilisation de ces nouveaux équipements. Le Distributeur a poursuivi son analyse à l'égard d'une nouvelle approche pédagogique et spécifique pour le Nunavik. Il compte débiter le développement en 2025, en procédant par phases, et réaliser un projet pilote auprès d'un village. Il l'offrira progressivement à l'ensemble du Nunavik. Concernant les audits énergétiques en cours dans les bâtiments commerciaux et institutionnels pour l'implantation de mesures potentielles d'efficacité énergétique au Nunavik, une analyse réalisée par le mandataire en 2024 a permis d'identifier des pistes d'amélioration qui sont à l'étude en vue de proposer un plan d'action d'efficacité énergétique propre au Nunavik.
Haute-Mauricie	Le projet d'identification de mesures d'efficacité énergétique pour l'ensemble des clientèles, de même que leur implantation à Clova, a été suspendu pour une période indéterminée.
Îles-de-la-Madeleine	Le moratoire imposé au PUEÉ depuis 2018 a été levé pour toute la clientèle des Îles-de-la-Madeleine (IDLM) à la suite de l'annonce de la suspension du projet de raccordement par câbles sous-marins des IDLM au réseau intégré. Aussi, un nouveau volet Énergie mixte au PUEÉ a été mis en place afin d'encourager les propriétaires d'habitation dont le chauffage principal est à l'électricité à ajouter un système de chauffage au propane comme source principale de chauffage. Le projet pilote visant l'installation de thermopompes aux IDLM a été prolongé jusqu'au 30 septembre 2025, ce qui permettra d'obtenir des données additionnelles sur la performance des équipements de chauffage pour des analyses de consommation jusqu'au printemps 2026. Aussi, à l'automne 2023, des visites de sensibilisation ont été faites afin d'informer les clients sur l'utilisation optimale de leur thermopompe en saison hivernale.

Réseau	Interventions prévues
	Les incitatifs financiers pour la clientèle Affaires, visant à encourager plus fortement l'implantation de mesures d'efficacité énergétique aux IDLM ont été revus à la hausse en juin 2024. Des rencontres ont eu lieu avec les représentants de Mines Seleine pour les inciter à implanter rapidement des mesures d'efficacité énergétique.
Tous	Le Distributeur poursuivra ses campagnes de sensibilisation pour une consommation judicieuse en hiver et, comme pour les années précédentes, adaptées à chacun des réseaux autonomes. Le programme LogisVert a été lancé le 16 janvier dernier, après une période de pré-lancement ayant débuté en avril 2023 afin de permettre à l'industrie de se préparer adéquatement.

5.2.2. Conversion des réseaux autonomes

1 Le Distributeur vise toujours à convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité
2 des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres et moins chères. Comme
3 mentionné dans le Plan, les démarches pour la conversion énergétique des réseaux sont pour
4 certaines lancées et, pour d'autres, les discussions avec les partenaires autochtones ou locaux
5 progressent¹⁹.

Nunavik

6 En ce qui a trait au Nunavik, le Distributeur a intensifié ses échanges avec Les énergies Tarquti
7 inc. (Tarquti) relativement au développement des premiers projets d'énergie renouvelable
8 communs. Les aspects financiers, techniques et d'approvisionnement représentent des défis,
9 mais les deux parties déploient les efforts nécessaires pour les relever.

10 Dans l'intervalle, Tarquti poursuit son travail de préparation, notamment les activités de
11 mesures de vents et de débit, ainsi que les activités d'engagement communautaire. À cet
12 égard, Tarquti a récemment organisé une tournée d'exploration de quatre jours à Gaspé où
13 une délégation de plusieurs Nunavimmiuts de multiples communautés du Nunavik,
14 accompagnée de toute l'équipe de Tarquti, se sont notamment initiés aux technologies des
15 énergies renouvelables. Ils ont également pu explorer leur potentiel au Nunavik²⁰, entre autres
16 en visitant un site doté d'un champ solaire et de deux parcs éoliens en exploitation. Le
17 Distributeur est confiant que cet événement contribuera à faire progresser les projets qu'il
18 développe en partenariat avec Tarquti.

¹⁹ Dossier R-4210-2022 Phase 1, N.S. vol 2, pièce [A-0051](#), pp. 115 et 116.

²⁰ Voir à cet effet le communiqué suivant : [Une délégation du Nunavik inspirée par des projets d'énergie en Gaspésie.](#)

Quaqtaq

- 1 Les discussions se poursuivent avec Tarquti concernant un premier projet éolien.

Tasiujaq

- 2 La nouvelle centrale au diesel, qui intégrera de l'énergie solaire, sera mise en service avant la
3 pointe 2024-2025.

Inukjuak

- 4 La centrale hydraulique Innavik a débuté sa production à l'automne 2023, toutefois des étapes
5 de validation résiduelles subsistaient avant le début des livraisons officielles prévu le 1^{er}
6 novembre 2024. Le contrôle des charges de chauffage résidentiel est fonctionnel depuis avril
7 2024. L'essentiel de la conversion des systèmes de chauffage de l'air à la biénergie a été
8 réalisé en 2024 et celle des systèmes de chauffage de l'eau débutera sous peu.

Kuujuarapik/Whapmagoostui

- 9 Un contrat d'approvisionnement en électricité (CAÉ) produite à partir d'un parc éolien de 2 MW
10 avec la Société d'énergie renouvelable Kuujuarapik Whapmagoostui Renewable Energy
11 Corporation (KWREC) a été autorisé par la Régie à l'été 2023²¹. La mise en service du parc
12 éolien est reportée en 2026 par le promoteur.

Obedjiwan

- 13 La mise en service de la centrale est toujours planifiée en 2026. Le CAÉ de la centrale de
14 cogénération à la biomasse forestière avec la Société en commandite Onimiskiw Opitciwan a
15 été autorisé par la Régie au printemps 2023²².

Clova

- 16 Comme mentionné à la section 5.1, le Distributeur compte raccorder cette communauté au
17 réseau intégré. La mise en service est planifiée pour la pointe 2029-2030.

Îles-de-la-Madeleine

- 18 Les livraisons d'énergie du parc éolien de la Dune-du-Nord au réseau des IDLM se
19 poursuivent.
20 Par ailleurs, en mars 2023, le Distributeur a conclu un CAÉ produit à partir d'un parc éolien
21 d'une puissance contractuelle de 16,8 MW avec Parc éolien de Grosse-île S.E.C (PEDGI). La
22 mise en service, initialement prévue le 1^{er} octobre 2025, est reportée à 2026 par le promoteur.
23 Le Distributeur poursuit de son côté ses activités visant à intégrer ce parc éolien, prévoyant
24 notamment l'ajout d'un système de stockage de 10 MW /10 MWh.

²¹ Dossier R-4230-2023, décision [D-2023-094](#).

²² Dossier R-4221-2023, décision [D-2023-078](#).

Conformément à la décision D-2023-051²³, le Distributeur fait état du suivi relatif à la stratégie de conversion du réseau des IDLM :

Comme prévu au plan d'action déposé en mars 2023²⁴, l'étude préliminaire est en cours pour la conversion de la centrale de Cap-aux-Meules au GNL-R :

- L'étude a été élargie aux autres combustibles à faible intensité carbone ;
- L'étude visant l'optimisation de l'éolien se concentre actuellement sur l'intégration de PEDGI, notamment en développant, en collaboration avec EVLO, une solution de stockage adaptée pour maximiser la pénétration éolienne. Les concepts développés formeront la base qui permettra de préparer et mieux dimensionner les phases d'optimisation subséquentes.
- Le Distributeur prévoit prochainement consulter la population locale sur les scénarios à l'étude, en collaboration avec la Communauté maritime des Îles-de-la-Madeleine.

Le Distributeur poursuit ses travaux avec l'objectif de rencontrer son engagement de déposer sa nouvelle stratégie de conversion des IDLM au printemps 2025.

5.2.3. Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance

Pour intégrer de l'énergie renouvelable variable dans un réseau autonome, il faut pouvoir compter sur une deuxième source de production disponible en tout temps. C'est pourquoi le Distributeur procède principalement à des ajouts ou des remplacements de groupes diesel dans ses installations pour répondre à la demande énergétique²⁵. Dans les situations où l'ajout de moyens permanents permettant de combler le déficit en puissance ne peut être déployé à brève échéance, le Distributeur déploie des groupes électrogènes mobiles.

²³ Dossier R-4210-2022 Phase 1, décision [D-2023-051](#).

²⁴ Dossier R-4210-2022 Phase 1, pièce HQD-3, document 2.1 ([B-0074](#)).

²⁵ La Régie reconnaît d'ailleurs cette nécessité au paragraphe 476 de sa décision [D-2023-109](#).

6. COÛTS ÉVITÉS

- 1 La mise à jour annuelle des coûts évités a été présentée dans le dossier R-4270-2024, à la
- 2 pièce HQD-3, Document 3 ([B-0033](#)).

| 7. ANNEXE PRÉVISION DE LA DEMANDE

TABEAU 7.1 :
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2023
ÉCART DE PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2022 ¹	2023 ¹	2024 ²	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Résidentiel	0,0	0,2	0,0	-0,2	-0,1	0,2	0,4	0,5	0,4	0,3	0,1
Commercial	0,0	0,4	0,2	-0,5	-0,4	-0,5	-0,6	-0,6	-0,7	-0,8	-0,9
Dont:											
Commercial et institutionnel	0,0	0,3	0,2	-0,5	-0,4	-0,5	-0,6	-0,6	-0,7	-0,8	-0,9
Réseaux municipaux et Éclairage public	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Industriel	0,0	-0,8	-2,8	-2,1	-2,2	-2,5	-2,5	-1,8	-1,5	-1,3	-1,6
Dont:											
Industriel PME	0,0	-0,2	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,1	0,2	0,4	0,6
Industriel grandes entreprises	0,0	-0,6	-2,4	-2,1	-2,1	-2,5	-2,5	-2,0	-1,7	-1,7	-2,1
Alumineries	0,0	-0,1	-0,3	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,2	-0,1	-0,1
Pâtes et papiers	0,0	-0,1	-0,1	-0,5	-0,5	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2
Pétrole et chimie	0,0	-0,2	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,6	0,2	0,3	0,8	1,0
Mines	0,0	0,0	-0,5	-0,8	-1,0	-1,4	-1,7	-1,7	-1,7	-1,9	-2,0
Sidérurgie, fonte et affinage	0,0	-0,4	-1,1	-0,6	-0,1	0,2	0,7	1,3	2,0	2,3	2,3
Autres industriel grandes entreprises	0,0	0,1	0,1	0,1	-0,2	-0,5	-0,9	-1,8	-2,2	-2,6	-3,1
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	0,0	-0,2	-2,6	-2,8	-2,7	-2,8	-2,7	-2,0	-1,8	-1,8	-2,3

Notes:

¹ Ventes réelles pour les années 2022 et 2023, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2024, normalisées pour les conditions climatiques.

TABEAU 7.2 :
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2023
ÉCART PAR USAGES À LA POINTE D'HIVER

En MW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
Usages¹											
Chauffage des espaces Résidentiel	0	0	-160	-202	-192	-126	-52	10	73	138	174
Chauffage des espaces Commercial	0	0	52	-38	-46	-74	-103	-115	-126	-140	-164
Eau chaude Résidentiel	0	0	-16	-22	-23	-21	-22	-30	-41	-54	-68
Industriel	-709	-822	-1 027	-924	-899	-908	-875	-728	-684	-663	-650
Décarbonation des procédés industriels	0	-1	-35	-44	-70	-85	-143	-344	-366	-439	-523
Filière batterie	0	0	0	-41	81	91	129	173	220	277	266
Centres de données	0	0	-6	3	4	5	3	4	4	4	4
Chaînes de blocs ²	0	0	32	17	19	19	19	19	19	19	19
Serres	0	0	-10	-32	-41	-39	-32	12	-3	-3	-20
Véhicules électriques	0	0	0	11	12	41	79	127	210	275	301
Photovoltaïque	0	0	1	1	2	2	2	3	3	4	4
Autres usages	709	823	831	738	559	535	392	238	115	-65	-150
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	0	0	-338	-532	-591	-541	-567	-544	-427	-384	-453

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.

² Ventes estimées, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs.

TABLEAU 7.3 :
PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Indicateurs											
Population de 15 ans et plus au Québec (milliers)	7 156	7 260	7 358	7 421	7 477	7 526	7 573	7 618	7 662	7 703	7 741
Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)	49,7	44,8	36,5	35,9	42,3	44,7	37,0	30,0	28,0	26,6	25,5
Croissance du PIB total ¹	2,5%	0,2%	0,6%	1,7%	1,7%	1,6%	1,5%	1,4%	1,3%	1,2%	1,1%
Croissance du PIB manufacturier ¹	2,8%	-1,4%	-0,3%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%
Croissance du PIB tertiaire ¹	3,4%	1,3%	1,0%	1,6%	1,7%	1,6%	1,5%	1,4%	1,3%	1,2%	1,2%
Croissance de l'emploi total	3,1%	2,3%	0,7%	1,2%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%
Croissance de la rémunération des salariés ¹	3,0%	1,4%	1,1%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,7%

Notes:

¹ La croissance des PIB total, manufacturier et tertiaire ainsi que celle de la rémunération des salariés sont exprimées en termes réels, c'est-à-dire nettes de l'inflation.

TABLEAU 7.4 :
ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2022 ¹	2023 ¹	2024 ²	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Besoins en énergie (10e centile)	192,4	192,9	192,7	193,0	195,4	198,7	203,3	208,5	212,8	216,6	220,1
Besoins en énergie prévus	192,4	192,9	193,7	196,5	199,7	203,3	208,2	214,4	219,5	224,7	229,8
Besoins en énergie (90e centile)	192,4	192,9	194,6	199,7	203,5	207,6	213,2	220,2	226,4	231,9	237,9

¹ Incluant les besoins publiés, normalisés pour les conditions climatiques

² Incluant les besoins publiés de janvier à juillet 2024, normalisés pour les conditions climatiques

TABLEAU 7.5 :
ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN PUISSANCE

En MW	2021- 2022 ¹	2022- 2023 ¹	2023- 2024 ¹	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
Besoins en puissance (10e centile)	39 665	39 835	40 461	39 522	39 767	40 222	40 584	41 352	41 943	42 506	42 961
Besoins en puissance prévus	39 665	39 835	40 461	40 312	40 711	41 268	41 764	42 696	43 498	44 255	44 979
Besoins en puissance (90e centile)	39 665	39 835	40 461	41 055	41 625	42 303	42 953	44 043	45 075	45 993	46 875

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

TABLEAU 7.6 :
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2023
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Consommation visée par le Plan											
État d'avancement 2024 ^{1,2}	179,6	180,3	180,8	183,0	186,1	189,4	194,0	199,8	204,5	209,4	214,2
État d'avancement 2023 ³	179,6	180,5	183,3	185,8	188,9	192,3	196,8	201,8	206,4	211,3	216,6
Écart	0,0	-0,2	-2,5	-2,8	-2,8	-2,9	-2,8	-2,0	-1,9	-1,9	-2,4
Pertes de transport et de distribution											
État d'avancement 2024 ^{1,2}	12,9	12,6	12,9	13,5	13,6	13,9	14,2	14,6	15,0	15,3	15,7
État d'avancement 2023 ³	12,9	13,2	13,5	13,6	13,8	14,1	14,4	14,8	15,1	15,5	15,9
Écart	0,0	-0,6	-0,5	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN											
État d'avancement 2024 ^{1,2}	192,4	192,9	193,7	196,5	199,7	203,3	208,2	214,4	219,5	224,7	229,8
État d'avancement 2023 ³	192,4	193,7	196,8	199,5	202,7	206,4	211,2	216,6	221,5	226,7	232,4
Écart	0,0	-0,8	-3,1	-3,0	-3,0	-3,1	-3,0	-2,2	-2,0	-2,1	-2,6

Notes:

¹ Ventes réelles pour l'année 2022, 2023, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2024, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2023, normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.7 :
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2023-2032
Résidentiel	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	4,4
Commercial	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	4,8
Industriel	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	4,4
TOTAL	0,8	0,9	0,9	1,0	1,1	1,3	1,4	1,6	1,6	1,7	1,9	13,5

TABLEAU 7.8 :
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN PUISSANCE
EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR

En MW	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029	2029-2030	2030-2031	2031-2032
Résidentiel	76	51	64	65	70	82	84	95	96	100	113
Commercial	38	60	51	57	63	78	95	109	111	113	116
Industriel	33	57	53	60	65	81	82	93	92	95	106
TOTAL	147	168	168	182	198	241	261	298	299	308	336

TABLEAU 7.9 :
PRÉVISION DES VENTES ASSOCIÉES À LA DÉCARBONATION DES PROCÉDÉS INDUSTRIELS

Ventes en TWh - ÉA2024	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Décarbonation des procédés industriels	-	-	-	0,4	0,7	1,2	1,6	3,7	5,3	6,8	8,3
<i>Autres Industries (AI)</i>	-	-	-	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	0,9
<i>Pétrole & Chimie (PC)</i>	-	-	-	0,1	0,1	0,2	0,2	0,5	0,7	1,0	1,3
<i>Sidérurgie, Fonte & Affinage (SFA)</i>	-	-	-	0,0	0,2	0,3	0,4	0,9	1,5	1,8	2,1
<i>Alumineries (ALU)</i>	-	-	-	0,1	0,2	0,4	0,5	1,1	1,5	1,9	2,2
<i>Pâtes & Papier (PP)</i>	-	-	-	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6
<i>Mines (M)</i>	-	-	-	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4
<i>Petites et Moyennes Industries (PMI)</i>	-	-	-	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,7

TABLEAU 7.10 :
PRÉVISIONS ANNUELLES DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE POUR LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE DÉDIÉE À LA DÉCARBONATION DES PROCÉDÉS INDUSTRIELS

	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<i>Production d'hydrogène (GWh)</i>	2	58	147	257	399	542	1 226	1 689	2 152	2 619
<i>Production d'hydrogène (MW)</i>	0	7	18	32	49	67	151	208	265	323

TABLEAU 7.11 :
ÉNERGIE ET PUISSANCE PAR SOUS-SECTEURS INDUSTRIELS LIÉES À LA PRODUCTION D'HYDROGÈNE EN 2032

	Énergie (GWh)	Puissance (MW)
Production d'hydrogène en 2032	2 619	323
<i>Autres Industries (AI)</i>	168	21
<i>Pétrole & Chimie (PC)</i>	542	69
<i>Sidérurgie, Fonte & Affinage (SFA)</i>	1 422	171
<i>Alumineries (ALU)</i>	318	40
<i>Pâtes & Papier (PP)</i>	110	14
<i>Mines (M)</i>	60	8
<i>Petites et Moyennes Industries (PMI)</i>	-	-

| 8. ANNEXE APPROVISIONNEMENT

8.1. Historique des événements importants depuis le dépôt de l'État d'avancement 2023

26 avril 2024	Décision sur le fond relative à la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2023-2032 (D-2024-041) (Phase 2 du dossier R-4210-2022).
1^{er} août 2024	Dépôt de la demande de fixation des tarifs et conditions du Transporteur (années 2023, 2024 et 2025) et du Distributeur (année 2025-2026) (dossier R-4270-2024).
18 septembre 2024	Publication par le Gouvernement du Québec du Règlement sur un bloc de 300 MW d'énergie solaire photovoltaïque, précisant que le Distributeur doit lancer deux appels d'offres au plus tard le 31 décembre 2024 et le 31 décembre 2026, pour des mises en service au plus tard le 31 décembre 2029.
3 octobre 2024	Dépôt d'une demande de prolongation d'un an du contrat pour le service d'intégration éolienne.
29 octobre 2024	Correspondance de la Régie annonçant la fermeture du dossier relatif à la demande de prolongation d'un an du contrat pour le service d'intégration éolienne.

8.2. Coût des approvisionnements

- ¹ Le coût des approvisionnements pour les années 2023 à 2025 a été présenté au tableau 4 de
- ² la pièce HQD-4, Document 1 ([B-0047](#)) du dossier R-4270-2024 Phase 3.

8.3. Suivi des conventions d'énergie différée

TABLEAU 8.1 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE - SOMMAIRE

	2024	2025	2026	2027	
En MW	Janvier	300	600	800	800
	Février	0	352	700	661
	Mars	0	0	0	0
	Avril	0	0	0	0
	Mai	0	0	0	0
	Juin	0	0	0	0
	Juillet	0	0	0	0
	Août	0	0	0	0
	Septembre	0	0	0	0
	Octobre	0	0	0	0
	Novembre	0	0	0	0
	Décembre	0	100	150	0
En TWh	Total différé	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé	0,2	0,8	1,2	1,0
	Solde	-3,0	-2,1	-1,1	0,0

TABLEAU 8.2 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – CONTRAT DE BASE (350 MW)

	Contrat en base	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	300	600	0	0
	Février	0	52	0	0
	Mars	0	0	0	0
	Avril	0	0	0	0
	Mai	0	0	0	0
	Juin	0	0	0	0
	Juillet	0	0	0	0
	Août	0	0	0	0
	Septembre	0	0	0	0
	Octobre	0	0	0	0
	Novembre	0	0	0	0
	Décembre	0	0	0	0
En TWh	Total différé	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé	0,2	0,5	0,0	0,0
	Solde	-0,5	0,0	0,0	0,0

TABLEAU 8.3 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – CONTRAT CYCLABLE (250 MW)

Contrat cyclable		2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier	0	0	800	800
	Février	0	300	700	661
	Mars	0	0	0	0
	Avril	0	0	0	0
	Mai	0	0	0	0
	Juin	0	0	0	0
	Juillet	0	0	0	0
	Août	0	0	0	0
	Septembre	0	0	0	0
	Octobre	0	0	0	0
	Novembre	0	0	0	0
	Décembre	0	100	150	0
En TWh	Total différé	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé	0,0	0,3	1,2	1,0
	Solde	-2,5	-2,2	-1,0	0,0

8.4. Capacités des interconnexions

- 1 Le tableau 8.4 présente les capacités d'importation considérées par le Distributeur dans ses
- 2 activités d'approvisionnement. Les informations menant aux quantités disponibles en mode
- 3 import ont été présentées au Plan et demeurent valides.

**TABLEAU 8.4 :
CAPACITÉS D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW)
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2024 – 2025**

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	0
Labrador – (LAB)	5 150	0	0	0
Nouveau-Brunswick – (NB)	775*	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)	105	0	0	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250	0	600	1 568
Total				5 617

1 : Capacité des interconnexions affichée sur le site OASIS du Transporteur

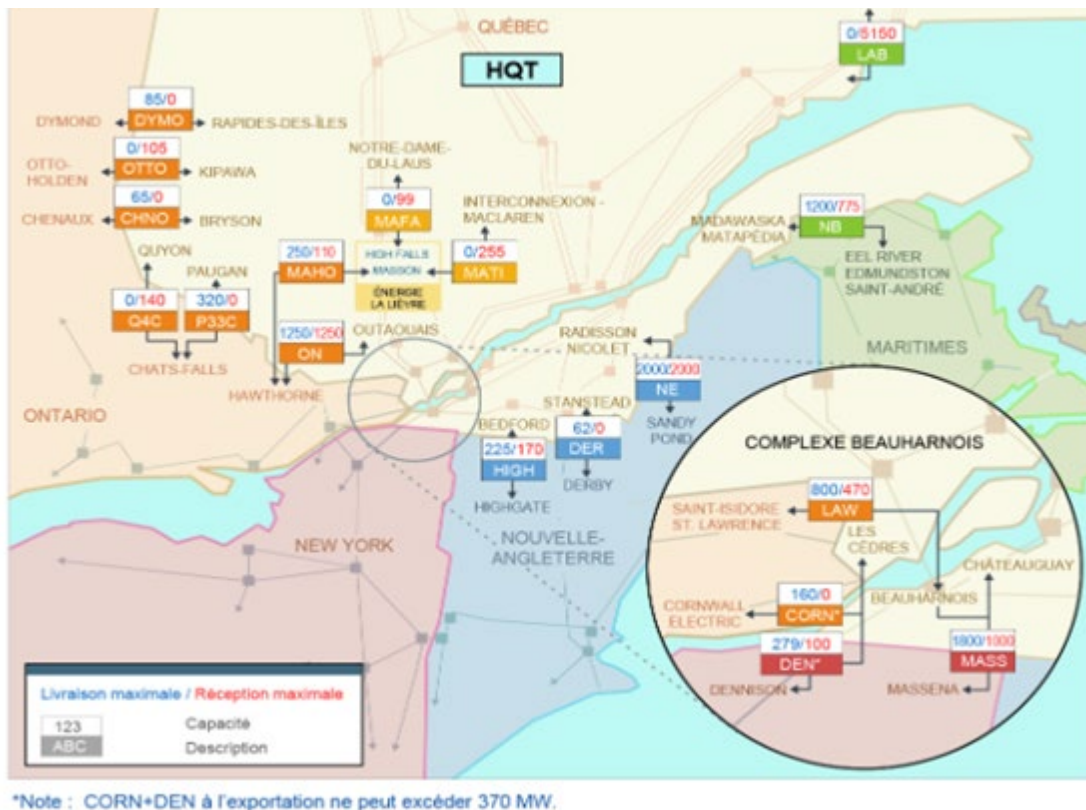
2 : Capacité établie par le Distributeur, compte tenu des limites soulevées dans le dossier 4210-2022, HQD-2, document 3, section 6.2

* Évaluation valide à court terme.

8.4.1. Capacités de référence des interconnexions

- 4 Les capacités de référence des interconnexions, affichées sur le site OASIS du Transporteur,
- 5 sont les mêmes que celles présentées à l'État d'avancement 2023, à l'exception de
- 6 l'interconnexion OTTO qui passe de 110 à 105 MW. D'ici 2025, aucun ajout ou changement
- 7 significatif affectant les capacités d'importation n'est prévu.

**FIGURE 8.1 :
CARTE DES INTERCONNEXIONS**



Source : Site OASIS du Transporteur

8.4.2. Mise à jour sur les projets

- 1 Le projet d'interconnexion *New England Clean Energy Connect* (NECEC), d'une capacité de
- 2 transfert à la frontière de 1 243 MW, reliera le Québec à la Nouvelle-Angleterre par de
- 3 nouveaux convertisseurs situés à Saint-Adrien-d'Irlande et à Lewiston dans l'État du Maine.
- 4 Le projet a reçu toutes les approbations requises et sa mise en service est prévue en 2025.
- 5 Le projet *Champlain Hudson Power Express* (CHPE), d'une capacité de transfert à la frontière
- 6 de 1 283 MW, est conçu pour permettre des livraisons d'électricité du Québec à la ville de
- 7 New York. À la suite de l'obtention d'un contrat d'exportation par Hydro-Québec avec la ville
- 8 de New York, les travaux pour la construction de l'interconnexion sont en cours. La mise en
- 9 service est prévue au printemps 2026.

8.5. Suivi du service d'intégration éolienne

- 1 Conformément à la décision D-2020-103²⁶ relative à l'approbation des caractéristiques du
- 2 service d'intégration éolienne (SIÉ) et des critères d'analyse des soumissions en vue de
- 3 l'acquisition d'un SIÉ, le Distributeur présente le suivi de la production éolienne et du SIÉ.

TABLEAU 8.5 :
COÛT DU SIÉ- 1^{ER} SEPTEMBRE 2023 AU 31 AOÛT 2024

Mois /Année	septembre 2023	octobre 2023	novembre 2023	décembre 2023	janvier 2024	février 2024	mars 2024	avril 2024	mai 2024	juin 2024	juillet 2024	août 2024	Total
Puissance moyenne installée (MW)	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75	3715.75
(Art. 10.1) Coûts des retours d'énergie (\$)	6 439 035	8 871 559	8 597 304	8 871 559	8 871 559	8 299 201	8 889 635	6 439 035	6 653 670	6 439 035	6 653 670	6 653 670	91 648 932
(Art. 10.2) Coûts des erreurs de prévision (\$)	156 560	249 975	255 376	340 213	311 557	229 912	297 563	219 399	195 476	209 509	217 490	205 430	2 888 459
(Art. 10.3) Retours d'énergie "Énergie livrée par HQP" (MWh)	802 602	1 105 807	1 071 622	1 105 807	1 105 807	1 034 465	1 104 321	802 602	829 355	802 602	829 355	829 355	11 423 702
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	527 216	860 562	1 038 200	965 486	1 003 350	1 052 918	1 007 443	1 119 002	669 518	627 291	602 329	634 258	10 107 572
Écart (MWh)	275 386	245 245	33 422	140 322	102 457	-18 463	96 878	-316 400	159 838	175 311	227 026	195 098	1 316 130
Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP (\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60 752 546
Coût total (\$)	6 595 595	9 121 534	8 852 680	9 211 773	9 183 116	8 529 113	9 157 199	6 658 434	6 849 145	6 648 544	6 871 160	6 859 100	155 289 938

Note: Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP est payable annuellement suivant la fin de l'année contractuelle.

²⁶ Dossier R-4061-2018, décision [D-2020-103](#), paragraphe 161.

| 9. ANNEXE RÉSEAUX AUTONOMES

TABEAU 9.1 :
ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES DES RÉSEAUX AUTONOMES POUR 2023

	Production	Consommation des centrales, pertes et usage interne	Ventes	Écarts entre la production et les ventes	Consommation des centrales	Usage interne	Pertes
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(%)	(GWh)	(GWh)	(GWh)
Iles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules	217,2	22,0	195,2	11,2%	13,2	0,3	8,5
Île d'Entrée	0,9	0,2	0,7	27,0%	0,1	0,0	0,1
Sous-total	218,1	22,2	196,0	11,3%	13,3	0,3	8,6
Nunavik							
Akulivik	4,0	0,3	3,7	9,5%	0,2	0,0	0,2
Aupaluk	2,8	0,5	2,3	21,7%	0,1	0,1	0,4
Inukjuak ¹	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Ivujivik	2,9	0,7	2,3	29,2%	0,2	0,0	0,4
Kangiqsualujuaq	5,5	0,4	5,0	8,1%	0,2	0,0	0,2
Kangiqsujuaq	5,6	0,2	5,4	3,4%	0,2	0,0	0,0
Kangirsuk	4,0	0,2	3,8	6,2%	0,1	0,0	0,1
Kuujuaq	22,3	0,8	21,5	3,6%	0,6	0,0	0,2
Kuujuarapik	13,5	1,4	12,1	11,3%	0,5	0,1	0,8
Puvirnituq	12,6	1,1	11,5	9,8%	0,3	0,0	0,8
Quaqtaq ¹	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Salluit	10,1	0,8	9,2	9,0%	0,4	0,0	0,4
Tasiujaq	3,2	0,5	2,8	16,7%	0,2	0,0	0,3
Umiujaq	3,7	0,3	3,4	7,3%	0,2	0,0	0,1
Sous-total	90,2	7,2	83,0	8,6%	3,0	0,4	3,8
Basse-Côte-Nord							
Lac-Robertson	70,5	8,2	62,3	13,2%	1,2	0,5	6,5
La Romaine ²	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Port-Menier	4,6	0,3	4,3	6,4%	0,2	0,0	0,0
Sous-total	75,1	8,5	66,6	12,7%	1,5	0,5	6,5
Schefferville	51,8	8,0	43,8	0,2	0,3	0,0	7,7
Haute-Mauricie							
Clova	0,8	0,1	0,7	18,3%	0,0	0,0	0,1
Obedjiwan	14,1	0,6	13,5	4,6%	0,3	0,0	0,3
Sous-total	14,9	0,8	14,2	5,3%	0,3	0,0	0,4
Réseaux autonomes	450,1	46,5	403,5	11,5%	18,3	1,2	27,0

Note 1 : En raison de problèmes techniques liés à l'acquisition de données pour les réseaux Inukjuak et Quaqtaq, les pertes pour ces réseaux n'ont pu être estimées pour l'année 2023.

Note 2 : Le raccordement au réseau intégré du village de La Romaine a été complété à l'automne 2022