

ÉTAT D'AVANCEMENT 2025 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.....	10
2.3. Prévision des besoins en énergie	11
2.4. Prévision des besoins en puissance	11
2.5. Aléas de la demande	12
2.6. Suivis de décisions	14
2.6.1. Suivi sur la décarbonation des procédés industriels	14
2.6.2. Impact du télétravail sur le profil de recharge des véhicules électriques	14
2.6.3. Impact du télétravail sur la consommation	16
2.6.4. Suivi de la trajectoire d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan	16
2.6.5. Suivi sur le programme LogisVert.....	16
3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIE	17
3.1. Approvisionnements existants	17
3.2. Approvisionnements prévus	19
4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	22
4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur.....	22
4.2. Adoption du logiciel SERVM pour établir le bilan de puissance	22
4.3. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur	23
4.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur.....	24
4.5. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur.....	24
5. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	25
5.1. Bilan de puissance.....	25
5.2. Stratégie d'approvisionnement	27

5.2.1.	<i>Interventions en efficacité énergétique</i>	27
5.2.2.	<i>Conversion des réseaux autonomes</i>	28
5.2.3.	<i>Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance.....</i>	30
6.	COÛTS ÉVITÉS	31
7.	ANNEXE PRÉVISION DE LA DEMANDE	32
8.	ANNEXE APPROVISIONNEMENT	37
8.1.	Historique des événements importants depuis le dépôt de l'État d'avancement 2024	38
8.2.	Coût des approvisionnements	39
8.3.	Suivi des conventions d'énergie différée	40
8.4.	Capacités des interconnexions	42
8.4.1.	<i>Capacités de référence des interconnexions.....</i>	42
8.4.2.	<i>Mise à jour sur les projets</i>	43
8.5.	Suivi du service d'intégration éolienne	44
9.	ANNEXE RÉSEAUX AUTONOMES.....	45

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1	Prévision des ventes d'électricité par secteurs de consommation.....	9
Tableau 2.2	Prévision des besoins en énergie	11
Tableau 2.3	Prévision des besoins en puissance par usages à la pointe d'hiver	12
Tableau 2.4	Aléa sur les besoins en énergie Écart-type	13
Tableau 2.5	Aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver Écart-type.....	13
Tableau 3.1	Description et contribution des approvisionnements existants	17
Tableau 3.2	Bilan d'énergie 2026-2035 Approvisionnements existants et prévus.....	20
Tableau 3.3	Bilan de puissance 2026-2035 Approvisionnements existants et prévus.....	21
Tableau 4.1	Critère de fiabilité en énergie du Distributeur.....	22
Tableau 4.2	Évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance.....	24
Tableau 5.1	Marge de puissance par réseaux après application du critère de planification	25

Tableau 5.2 Suivi des interventions en efficacité énergétique par réseaux autonomes.....	27
depuis le dépôt de l'État d'avancement 2024	27
Tableau 7.1 Comparaison avec l'État d'avancement 2024 écart de prévision des ventes par secteurs de consommation	33
Tableau 7.2 Comparaison avec l'État d'avancement 2024 Écart par usages à la pointe d'hiver	33
Tableau 7.3 Principales variables démographiques et économiques	34
Tableau 7.4 Encadrement de la prévision de la demande besoins en énergie	34
Tableau 7.5 Encadrement de la prévision de la demande besoins en puissance	34
Tableau 7.6 Comparaison avec l'État d'avancement 2024 prévision des besoins en énergie.....	35
Tableau 7.7 Prévision des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du distributeur	35
Tableau 7.8 Prévision des contributions annuelles en puissance en efficacité énergétique du distributeur	35
Tableau 7.9 Prévision des ventes associées à la décarbonation des procédés industriels.....	36
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	36
Tableau 7.11 Énergie et puissance par sous-secteurs industriels liées à la production d'hydrogène en 2032	36
Tableau 8.1 Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence - sommaire.....	40
Tableau 8.2 Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat de base (350 MW)	40
Tableau 8.3 Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat cyclable (250 MW).....	41
Tableau 8.4 Capacités d'importation au Québec (en MW) État de la situation pour la période 2025 – 2026	42
Tableau 8.5 Coût du SIÉ - 1 ^{er} septembre 2024 au 31 août 2025	44
Tableau 9.1 Écarts entre la production et les ventes des réseaux autonomes pour 2024 ...	46

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 Prévission des ventes régulières au Québec et comparaison par rapport à l'État d'avancement 2024	9
Figure 2.2 Profil horaire moyen de la recharge d'un véhicule électrique au Québec en jour de pointe.....	15
Figure 8.1 Carte des interconnexions	43

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS

L'État d'avancement 2025 du *Plan d'approvisionnement 2023-2032* (« État d'avancement 2025 ») constitue le troisième suivi depuis le dépôt du *Plan d'approvisionnement 2023-2032* (« Plan »), tel que prévu par la *Loi sur la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* (« *Loi sur la gouvernance responsable* »). Comme expliqué dans le dossier R-4307-2025¹, la *Loi sur la gouvernance responsable* modifie sensiblement le cadre réglementaire applicable aux approvisionnements en électricité, notamment en permettant à Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur ») de choisir sa stratégie et ses sources d'approvisionnement, sans obligation de recourir à un appel d'offres, et faisant disparaître la présomption permettant des contrats entre Hydro-Québec dans ses activités de production (le « Producteur ») et le Distributeur. Certains ajustements ont donc été introduits pour refléter le nouveau cadre.

La présente section souligne les faits saillants de l'État d'avancement 2025.

Prévision de la demande

Le Distributeur présente à l'État d'avancement 2025 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.

À l'horizon 2032, le Distributeur maintient une prévision de la demande similaire à celle de l'État d'avancement 2024 du *Plan d'approvisionnement 2023-2032* (l'« État d'avancement 2024 »). 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 des ventes d'électricité au Québec pour tous les grands secteurs de consommation.

À l'annonce du [Plan d'action 2035 – Vers un Québec décarboné et prospère](#) (le « Plan d'action 2035 »), Hydro-Québec s'est fixé une cible ambitieuse d'efficacité énergétique de 21 TWh à l'horizon 2035. Les efforts additionnels requis afin d'atteindre cette cible sont de près de 7 TWh. Par souci de cohérence dans le traitement de la contribution de l'efficacité énergétique, et en continuité avec l'État d'avancement 2024, le Distributeur internalise à sa prévision de la demande la contribution associée à ces efforts additionnels d'efficacité énergétique.

Bilans et stratégie d'approvisionnement

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

¹ Voir dossier R-4307-2025, pièce HQD-2, Document 1 (B-0027), section 1.

1 En énergie, le bilan montre que, jusqu'en 2028 inclusivement, les moyens existants, jumelés
2 aux approvisionnements de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins anticipés.
3 En puissance, de nouveaux approvisionnements sont requis à partir de l'hiver 2028-2029.

4 Le Distributeur maintient la stratégie décrite à la phase 2 du Plan laquelle est ajustée au
5 nouveau cadre réglementaire, comme apparaissant dans sa demande tarifaire pour les
6 années 2026-2028 (la « demande tarifaire 2026-2028 »)² et reposant sur un portefeuille de
7 solutions, dont un recours important aux approvisionnements de court terme fournis par
8 Hydro-Québec, des moyens de gestion de la demande de puissance (GDP), le maintien de
9 l'approvisionnement de certains contrats au-delà de leur échéance, incluant les
10 approvisionnements de long terme fournis par Hydro-Québec, et l'acquisition de nouveaux
11 approvisionnements ciblant des produits variés.

Réseaux autonomes

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

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

- 17 ○ D'agir sur la demande en déployant des initiatives en efficacité énergétique ;
- 18 ○ De convertir les réseaux en tout ou en partie vers des énergies plus propres ;
19 et
- 20 ○ D'assurer la fiabilité en puissance.

² Voir le dossier R-4307-2025, pièce révisée HQD-2, Document 1 ([B-0027](#)).

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

2.1. Contexte économique

1 L'année 2024 a marqué le début d'une reprise économique modérée au Québec, après un
2 ralentissement notable observé en 2023. La croissance du PIB réel s'est établie à 1,4 %,
3 soutenue notamment par une reprise dans le secteur tertiaire (+2,1 %) et par une certaine
4 détente monétaire. La Banque du Canada, après avoir maintenu des taux d'intérêt élevés pour
5 contrer l'inflation, a amorcé une réduction graduelle de son taux directeur à partir de juin 2024,
6 améliorant ainsi les conditions de financement et soutenant l'activité économique.

7 Sur le plan commercial, un durcissement des politiques commerciales américaines en 2025,
8 notamment par la réintroduction de tarifs sur l'aluminium, l'acier et certains produits
9 manufacturés, a réduit la compétitivité des exportations canadiennes. Au Québec, ces
10 tensions ont freiné la reprise du secteur manufacturier, qui, après une baisse de 2,6 % en
11 2024, ne devrait croître que modestement en 2025 (+0,9 %).

12 Pour 2025, la croissance économique devrait demeurer modeste, avec une progression
13 anticipée du PIB réel de 0,9 %. Le secteur tertiaire poursuit sa croissance (+0,9 %), tandis que
14 la croissance de l'emploi reste limitée (+1,1 %) et que la rémunération des salariés progresse
15 plus modérément (+1,2 %), après une hausse marquée en 2024 (+4,4 %).

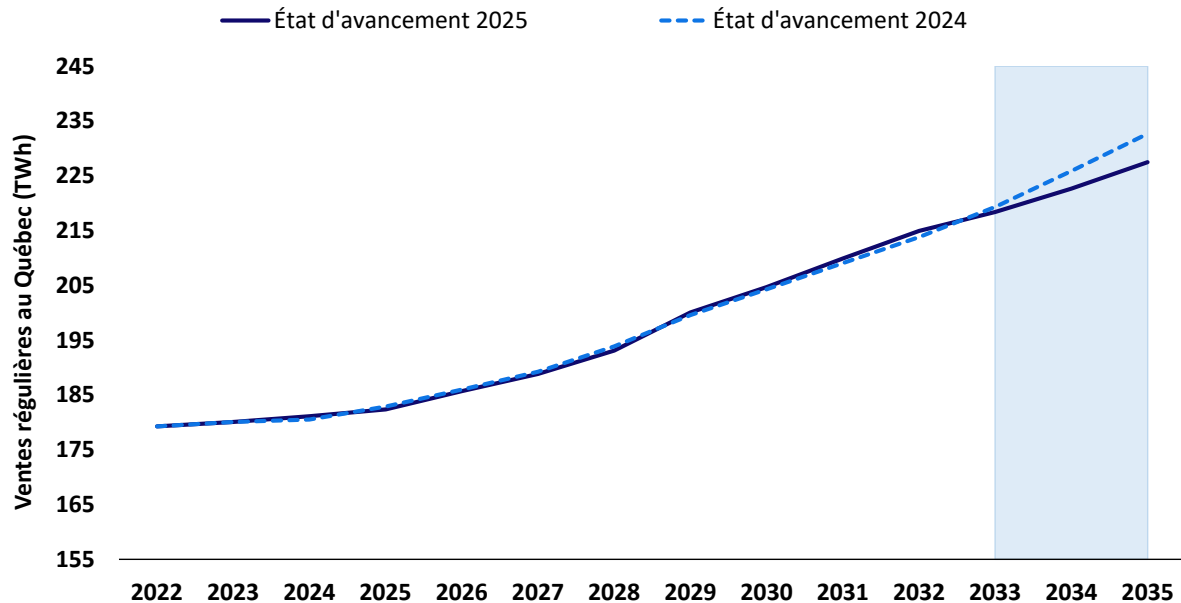
16 Malgré ces perspectives économiques modérées, la demande d'électricité continue
17 d'augmenter sous l'effet de transformations structurelles. L'électrification des transports, la
18 décarbonation des procédés industriels et la croissance des usages émergents, comme les
19 centres de données, exercent une influence déterminante sur les besoins énergétiques. Ces
20 facteurs compensent largement la faiblesse des moteurs économiques traditionnels et
21 expliquent la progression soutenue des ventes d'électricité à moyen et long terme.

2.2. Prévision des ventes régulières d'électricité

22 Bien que les trajectoires des ventes et des besoins à la pointe d'hiver soient présentées sur
23 un horizon dépassant la période couverte par le Plan, soit jusqu'à 2035, les écarts par rapport
24 à l'État d'avancement 2024 sont quant à eux présentés à l'année 2032.

25 Ainsi, le Distributeur anticipe des ventes d'électricité de 215,0 TWh en 2032 (figure 2.1), soit
26 une légère hausse de 1,1 TWh par rapport à l'État d'avancement 2024.

FIGURE 2.1
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET COMPARAISON
PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2024



1 La comparaison de la prévision de l'État d'avancement 2025 avec celle du précédent état
2 d'avancement montre des ventes légèrement plus faibles à court terme pour ensuite être plus
3 fortes en fin d'horizon 2032. Outre une légère hausse dans le secteur résidentiel, la hausse
4 dans le secteur commercial est compensée par une baisse au secteur industriel et ce,
5 principalement en raison d'une révision des besoins prévus pour décarboner ce secteur. Les
6 sections ci-après 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 ¹	2025 ²	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Résidentiel	69,9	70,2	71,3	72,2	72,8	73,8	75,4	76,4	77,8	79,3	81,0	82,1	83,4	84,6
Commercial	46,0	47,1	48,0	48,3	49,0	50,0	51,3	52,7	54,3	55,6	57,1	58,1	59,2	60,3
<i>Dont:</i>														
Commercial et institutionnel	39,7	40,6	41,5	41,8	42,5	43,5	44,7	46,2	47,7	49,0	50,5	51,4	52,5	53,7
Réseaux municipaux et Éclairage public	6,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7
Industriel	63,4	62,7	61,8	61,9	63,9	65,0	66,5	71,0	72,6	75,0	76,8	78,3	80,1	82,6
<i>Dont:</i>														
Industriel PME	8,1	7,6	7,4	7,5	7,7	7,8	7,8	8,0	8,1	8,2	8,3	8,4	8,5	8,6
Industriel grandes entreprises	55,4	55,1	54,4	54,4	56,2	57,3	58,7	63,0	64,6	66,9	68,6	69,9	71,6	74,0
Alumineries	25,0	25,7	25,8	25,3	25,8	25,9	26,0	26,5	26,6	26,6	26,7	26,6	26,6	26,6
Pâtes et papiers	10,4	9,6	9,4	9,2	9,5	9,3	9,5	10,1	10,2	10,3	10,4	10,5	10,6	10,7
Pétrole et chimie	4,8	4,5	4,4	4,0	4,3	4,7	5,1	6,1	6,7	7,2	7,6	7,9	8,4	9,7
Mines	4,3	4,4	4,3	4,6	4,9	5,1	5,2	5,8	6,0	6,2	6,3	6,2	6,4	6,5
Sidérurgie, fonte et affinage	7,0	6,9	6,4	7,0	7,3	7,7	8,0	8,6	9,0	10,0	10,5	11,3	11,9	12,3
Autres industriel grandes entreprises	3,9	4,1	4,1	4,3	4,4	4,6	4,9	5,9	6,1	6,6	7,1	7,4	7,8	8,2
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	179,3	180,1	181,1	182,4	185,7	188,8	193,1	200,1	204,7	209,9	215,0	218,4	222,7	227,5

Notes:

¹ Ventes réelles pour les années 2022, 2023 et 2024, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2025, normalisées pour les conditions climatiques

2.2.1. Secteur Résidentiel

1 Les ventes prévues au secteur Résidentiel présentent un écart de +0,9 TWh à l'année 2032
2 par rapport à l'État d'avancement 2024. La révision à la hausse des nouveaux abonnements
3 explique principalement la hausse des ventes sur tout l'horizon.

2.2.2. Secteur Commercial

4 Par rapport à l'État d'avancement 2024, les ventes prévues au secteur Commercial présentent
5 un écart de +2,5 TWh en 2032. Cette hausse s'explique principalement (+2,2 TWh) par une
6 croissance attendue plus soutenue des centres de données ainsi que, dans une moindre
7 mesure, par une baisse du taux de pénétration du solaire photovoltaïque.

8 Pour les clients du secteur des Chaînes de blocs desservis par le Distributeur, le solde du bloc
9 réservé est maintenu à zéro (0) MW sur la période couverte par le Plan, en conformité avec la
10 décision D-2023-109 de la Régie³.

2.2.3. Secteur industriel

11 Un écart des ventes de -2,3 TWh est prévu à l'horizon 2032 par rapport à l'État d'avancement
12 2024. La révision à la baisse des ventes en lien avec la décarbonation des procédés industriels
13 (-0,7 TWh), celles affiliées à la filière des batteries (-1,2 TWh) ainsi que celles pour la
14 production de carburant décarboné pour le transport lourd (-0,4 TWh) explique la majorité de
15 l'écart.

- 16 • Production de carburant pour les transports lourds

17 Par transports lourds, le Distributeur fait référence au transport routier non électrifié, au
18 transport maritime, au transport ferroviaire et au transport aérien. La prévision a été
19 ajustée à la baisse de -0,4 TWh étant donné l'absence de signaux concrets relatifs à
20 la production de carburant pour le secteur aérien.

- 21 • Filière batterie

22 Le durcissement des politiques commerciales aux États-Unis réduit le potentiel de
23 croissance de la filière batterie sur l'horizon du Plan. Ceci s'explique principalement
24 par l'effet des tarifs douaniers et la moins grande intégration nord-américaine qui
25 s'ensuivra ainsi qu'à une électrification des transports moins rapide qu'attendue à l'État
26 d'avancement 2024.

- 27 • Décarbonation industrielle

28 Par rapport à l'État d'avancement 2024, la décarbonation des procédés industriels
29 amène un écart à la baisse de -0,7 TWh à l'horizon 2032. Cet écart à la baisse est
30 principalement expliqué par l'adoption de solutions de décarbonation moins
31 énergivores qu'anticipé précédemment, ainsi qu'un ralentissement du rythme

³ Dossier R-4210-2022 Phase 1, décision [D-2023-109](#), paragraphe 293.

1 d'adoption de ces solutions à l'horizon du Plan. À cet effet, la prévision de la demande
2 suppose que les futures charges associées à la décarbonation des procédés
3 industriels intégreront, dans la majorité des cas, les technologies disponibles les plus
4 efficaces au niveau de l'efficacité énergétique.

2.3. Prévision des besoins en énergie

5 Les besoins en énergie présentés au tableau 2.2 sont composés de la consommation visée
6 par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les réseaux de distribution et de
7 transport. Pour la période 2025-2032, le Distributeur estime que le taux de pertes globales est
8 d'environ 7,3 %. Ce taux est basé sur des conditions climatiques normales et reflète les
9 statistiques de taux de pertes des dernières années. Ainsi, les pertes sont estimées à
10 13,1 TWh en 2025 et atteindront 15,6 TWh en 2032.

11 À l'horizon 2032, les besoins en énergie anticipés atteindront 231,0 TWh, soit une
12 augmentation de 38,5 TWh par rapport au niveau de 2022. Cette hausse des besoins visés
13 par le Plan représente une croissance annuelle moyenne de 1,8 % sur la période 2022-2032.

14 À l'horizon 2032, l'écart entre les besoins annuels en énergie et ceux prévus à l'État
15 d'avancement 2024 est de +1,1 TWh.

TABLEAU 2.2
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2022 ¹	2023 ¹	2024 ¹	2025 ²	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ventes Régulières au Québec	179,3	180,1	181,1	182,4	185,7	188,8	193,1	200,1	204,7	209,9	215,0	218,4	222,7	227,5
+ Énergie interruptible	0,2	0,1	0,1	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	0,5	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	181,3	182,8	185,8	189,0	193,3	200,3	205,0	210,2	215,3	218,8	223,1	228,0
+ Pertes de transport et de distribution	12,9	12,6	12,5	13,1	13,5	13,7	14,1	14,6	14,9	15,3	15,6	15,9	16,2	16,6
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	192,4	192,9	193,8	195,9	199,3	202,7	207,4	214,9	219,9	225,5	231,0	234,7	239,3	244,5
Impact des conditions climatiques <small>(au 31 juillet 2024)</small>	1,6	-3,1	-4,4	1,8										

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

16 À l'horizon 2032, les besoins en puissance anticipés à la pointe d'hiver atteindront 45 167 MW,
17 représentant une augmentation de 5 502 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver
18 2021-2022. Cette augmentation des besoins en puissance équivaut à une croissance annuelle
19 moyenne de 1,3 % sur la période 2022 à 2032.

20 Le tableau 2.3 présente la prévision des besoins en puissance par usage à la pointe d'hiver.
21 Certaines valeurs sont estimées à partir des ventes par usages et d'hypothèses de facteurs
22 d'utilisation, et sont ainsi sujettes à des écarts à la suite de changements méthodologiques.
23 Ainsi, le Distributeur rappelle que les valeurs présentées au tableau 2.3 sont estimées et
24 présentées à titre indicatif, car non-issues de sous-mesurage.

1 Par rapport à l'État d'avancement 2024, les besoins en puissance prévus à la pointe sont en
2 diminution jusqu'en 2030 et reviennent à la hausse à l'horizon 2032 avec un écart de +188 MW
3 à la pointe d'hiver 2031-2032.

4 Cette évolution résulte de plusieurs facteurs, notamment la diminution des ventes associées
5 à la filière batterie (-314 MW) ainsi qu'une contribution accrue du déplacement de pointe dans
6 le secteur des véhicules électriques (-88 MW). Ces tendances baissières sont toutefois
7 partiellement compensées par une croissance soutenue dans le secteur des bâtiments
8 résidentiels et commerciaux (+144 MW), une expansion du secteur des centres de données
9 (+280 MW) à la suite de l'approbation de certains projets, ainsi qu'un report de la croissance
10 liée à la décarbonation des procédés industriels, menant à un écart à la hausse de (+207 MW)
11 en 2032.

TABLEAU 2.3
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE
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	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
Usages¹														
<i>Chauffage des espaces Résidentiel</i>	14 621	14 773	14 789	14 951	15 080	15 188	15 302	15 390	15 436	15 455	15 460	15 464	15 467	15 479
<i>Chauffage des espaces Commercial</i>	3 660	3 677	3 750	3 759	3 712	3 695	3 671	3 663	3 629	3 587	3 540	3 490	3 438	3 392
<i>Eau chaude Résidentiel</i>	2 015	2 037	2 040	2 050	2 059	2 068	2 086	2 086	2 090	2 092	2 099	2 093	2 089	2 075
<i>Industriel</i>	8 707	8 598	8 434	8 571	8 742	8 715	8 810	8 891	8 878	8 985	8 997	9 029	9 063	9 086
<i>Décarbonation des procédés industriels</i>	0	0	0	0	0	184	206	803	958	1 137	1 328	1 520	1 720	1 878
<i>Filière batterie</i>	0	0	0	0	29	62	135	224	365	471	549	606	679	752
<i>Centres de données</i>	127	137	147	180	297	374	471	583	735	835	931	995	1 050	1 102
<i>Chaînes de blocs</i>	211	287	319	302	294	296	296	296	296	296	296	296	296	296
<i>Serres</i>	186	203	226	213	220	293	311	355	396	402	434	464	495	526
<i>Véhicules électriques</i>	90	110	132	245	300	393	540	750	1 077	1 471	1 939	2 407	2 872	3 287
<i>Photovoltaïque</i>	0	0	0	0	-1	-2	-2	-3	-3	-3	-2	-2	-1	-1
<i>Autres usages</i>	10 047	10 013	10 286	10 152	9 868	9 665	9 724	9 606	9 631	9 617	9 596	9 606	9 594	9 656
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	39 665	39 835	40 124	40 422	40 599	40 933	41 548	42 645	43 487	44 344	45 167	45 967	46 761	47 528
<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 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.

2.5. Aléas de la demande

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

- 15 • Aléa climatique ; et
- 16 • Aléa sur la demande prévue à conditions climatiques normales.

17 L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de ces deux types d'aléas. Ces aléas
18 s'appliquent à la prévision des besoins en énergie et en puissance à la pointe d'hiver.

19 Par rapport à l'État d'avancement 2024, les écarts-types associés à l'aléa global en énergie
20 du scénario fort sont demeurés inchangés sur tout l'horizon alors que les écarts-types associés
21 à l'aléa global en énergie du scénario faible ont été revus à la hausse principalement sur
22 l'horizon 2027-2028. L'aléa global en puissance est peu modifié par rapport à l'État
23 d'avancement 2024, sauf pour la dernière année, légèrement revue à la hausse (tableaux 2.4
24 et 2.5).

- 1 Les changements apportés à l'aléa global en énergie s'expliquent surtout par les révisions
- 2 apportées aux scénarios de décarbonation et de développement économique du secteur
- 3 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	2026	2027	2028	2029	2030
Écart type - Scénario Faible					
<i>Aléa climatique</i>	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7
<i>Aléa sur la demande</i>	3,0	3,4	3,8	4,4	4,8
<i>Aléa global</i>	4,1	4,4	4,7	5,2	5,5
<i>Coefficient de variation global</i>	2,1%	2,2%	2,3%	2,4%	2,5%
Écart type - Scénario Fort					
<i>Aléa climatique</i>	2,8	2,8	2,8	2,7	2,7
<i>Aléa sur la demande</i>	2,6	3,1	3,2	4,2	4,6
<i>Aléa global</i>	3,8	4,1	4,3	5,0	5,4
<i>Coefficient de variation global</i>	1,9%	2,0%	2,1%	2,3%	2,4%

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

En MW	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Écart type - Scénario Faible				
<i>Aléa climatique</i>	1 770	1 780	1 800	1 840
<i>Aléa sur la demande</i>	610	740	830	920
<i>Aléa global</i>	1 880	1 930	1 980	2 070
Écart type - Scénario Fort				
<i>Aléa climatique</i>	1 770	1 780	1 800	1 840
<i>Aléa sur la demande</i>	620	720	800	960
<i>Aléa global</i>	1 870	1 920	1 970	2 080

2.6. Suivis de décisions

2.6.1. *Suivi sur la décarbonation des procédés industriels*

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

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

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

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

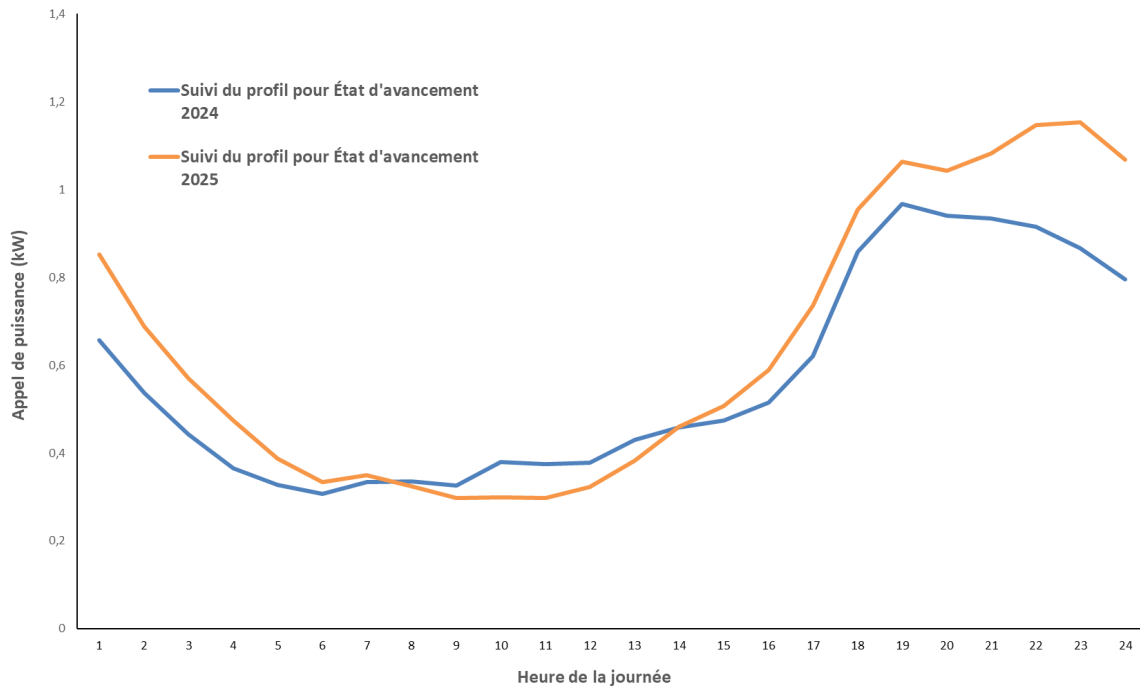
⁴ Dossier R-4210-2022 Phase 2, décision [D-2024-041](#), paragraphes 90 et 91.

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.

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



- 1 Depuis l'État d'avancement 2024, le Distributeur a acquis de nouvelles données. Ainsi, le
- 2 Distributeur a pu observer une évolution marquée du profil de recharge du véhicule électrique
- 3 moyen lors d'une journée typique de pointe hivernale. La figure 2.2 permet de comparer
- 4 l'évolution du profil de recharge par rapport au profil de l'État d'avancement 2024.
- 5 Tout d'abord, la révision de l'échantillon entraîne des changements à la hausse sur le profil
- 6 général, de façon particulièrement marquée en fin de journée et à partir de 21h. Cette situation
- 7 supporte l'hypothèse d'une utilisation grandissante de la programmation de la recharge en
- 8 dehors des heures de pointe. Ce comportement est cohérent avec des offres énergétiques,
- 9 notamment le tarif Flex, ainsi qu'avec la sensibilisation générale à l'égard de l'économie
- 10 d'énergie en période de pointe. La tendance est observée même en excluant les dates visées
- 11 par des appels d'effacement résidentiels, ce qui suppose une habitude générale à déplacer la
- 12 recharge. De plus, la mise à jour du profil indique un léger repli de la recharge en milieu de
- 13 journée, renforçant l'hypothèse d'une réduction de l'effet du télétravail sur le comportement
- 14 moyen de recharge.

2.6.3. Impact du télétravail sur la consommation

1 Dans son complément d'information sur la prévision de la demande présentée au Plan⁸, le
2 Distributeur annonçait qu'il allait présenter l'avancement de ses analyses relativement à
3 l'impact du télétravail sur la consommation de ses clients. Or, il poursuit toujours ses analyses.
4 Tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2023-109⁹, le Distributeur poursuivra, au
5 cours des prochaines années, ses analyses relativement à l'impact à long terme du télétravail
6 sur les comportements de consommation des clients. Il fera état de l'avancement de ses
7 travaux dans le cadre des prochains rendez-vous réglementaires en lien avec les plans
8 d'approvisionnements.

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

9 Conformément à la décision D-2023-109, le Distributeur présente une mise à jour intérimaire
10 de la trajectoire d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan¹⁰. Le Distributeur précise qu'il a
11 rehaussé sa planification des interventions en efficacité énergétique de 7 TWh à l'horizon
12 2035, l'amenant à 21 TWh.
13 De plus, le Distributeur présente en annexe (voir les tableaux 7.7 et 7.8) les informations en
14 lien avec l'efficacité énergétique demandées par la Régie.

2.6.5. Suivi sur le programme LogisVert

15 Conformément à la décision D-2023-109¹¹, le Distributeur présente un compte rendu du
16 programme LogisVert. Ce programme est destiné à la clientèle résidentielle et vise le marché
17 de la rénovation et de la nouvelle construction. Depuis son lancement en janvier 2024, la
18 notoriété du programme est en constante croissance, ce qui se constate par le nombre
19 grandissant de demandes reçues. Le Distributeur considère que la phase de déploiement est
20 complétée et que le programme est bien implanté.
21 Certains ajustements mineurs ont été apportés, tels que la mesure Pompe efficace et capteurs
22 solaires thermiques pour la piscine qui a été remplacée par la mesure Pompe efficace pour
23 piscine, tandis que la mesure qui combine Thermopompe à très haute efficacité et travaux de
24 calfeutrage a été retirée. D'autre part, la mesure Remplacement d'une thermopompe
25 géothermique a été ajoutée. Les bonifications offertes en plus de l'aide financière ont aussi
26 été ajustées.

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.

3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIE

3.1. Approvisionnements existants

- 1 Les approvisionnements et moyens de gestion à la disposition du Distributeur sont décrits
- 2 au tableau 3.1. Les approvisionnements prévus sont présentés à la section suivante. Les
- 3 bilans d'énergie et de puissance sont présentés aux tableaux 3.2 et 3.3.

TABLEAU 3.1
DESCRIPTION ET CONTRIBUTION DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

Moyens	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Approvisionnements fournis par le Producteur			
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 ⁽¹⁾	Contrat pour des livraisons fermes d'énergie garantie, se terminant en 2027.	3,1 TWh	350 MW
Contrat cyclable ⁽¹⁾	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 ⁽¹⁾	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 ⁽¹⁾	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 ⁽¹⁾	Contrat pour des livraisons fermes d'énergie garantie.	1,4 TWh	159 MW
Bloc Cyclable	Approvisionnement dont les livraisons peuvent être modulées d'heure en heure, se terminant le 31 décembre 2028, tel que décrit à l'Annexe C de la pièce HQD-2, Document 1 du dossier R-4307-2025.	Jusqu'à 5,3 TWh	600 MW
Bloc Base hivernale	Approvisionnement en livraisons fermes d'énergie garantie pour la période hivernale, se terminant le 31 décembre 2028, tel que décrit à l'Annexe D de la pièce HQD-2, Document 1 du dossier R-4307-2025.	1,9 TWh	1000 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	Bonifie et garantit à 40 % la contribution en puissance de l'éolien Atteint 2 383 MW
Contrats et ententes avec des fournisseurs privés			
Éolien	Cinquante-deux (52) contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres, incluant les appels d'offres 2021-01, 2021-02 et 2023-01.	Jusqu'à 18,2 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 2,3 TWh	Jusqu'à 331 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.	-	-

Moyens	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Gestion de la demande de puissance			
GDP Engagement	Options tarifaires offertes aux clients de moyenne et de grande puissance (en vigueur à l'hiver 2025-2026 pour les tarifs L ou LG et à compter du 1 ^{er} avril 2026 pour les tarifs G ou M). Un crédit est offert aux clients qui acceptent de réduire leur demande en pointe, à la demande du Distributeur. En cas de refus, une pénalité s'applique.	–	Atteint 1 091 MW
GDP Affaires / GDP Latitude	Option offerte aux clients Affaires admissibles, à qui un crédit est versé afin qu'ils réduisent leur consommation d'électricité pendant les heures de pointe, à la demande du Distributeur. L'option GDP Latitude entrera en vigueur au 1 ^{er} avril 2026.	–	Atteint 995 MW
Tarifification dynamique	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.	–	Atteint 1 175 MW
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 282 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 aux clients de bénéficier de conditions tarifaires avantageuses, en contrepartie de permettre au Distributeur d'interdire la consommation moyennant un préavis de deux heures, en fonction de ses besoins.	–	Atteint 336 MW
Approvisionnements de court terme			
En énergie	Approvisionnements de court terme fournis par Hydro-Québec, tels que décrits à la section 3 de la pièce HQD-2, Document 1 du dossier R-4307-2025.	Jusqu'à 3 TWh en période hivernale et 3 TWh hors période hivernale	–
En puissance	Approvisionnements de court terme fournis par Hydro-Québec, tels que décrits à la section 3 de la pièce HQD-2, Document 1 du dossier R-4307-2025.	–	Jusqu'à un maximum de 1 500 MW

(1) Le terme "contrat" est maintenu à des fins de distinction, même s'il n'y a plus de contrat entre le Distributeur et le Producteur depuis l'adoption de la Loi sur la gouvernance responsable.

- 1 Tel qu'apparaissant dans la demande tarifaire 2026-2028, le Distributeur intègre des blocs
- 2 d'approvisionnement Cyclable et en Base hivernale fournis par Hydro-Québec pour
- 3 équilibrer ses bilans pour les années 2027 et 2028.
- 4 Ainsi, jusqu'en 2028 inclusivement, les moyens planifiés en énergie, jumelés aux
- 5 approvisionnements de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins anticipés.
- 6 Le besoin de nouveaux approvisionnements apparaît en 2029 en énergie et, en
- 7 puissance, à l'hiver 2028-2029.

3.2. Approvisionnements prévus

1 Afin de répondre aux besoins en énergie et en puissance, le Distributeur s'appuie toujours
2 sur la stratégie d'approvisionnement présentée à la phase 2 du Plan et à la demande
3 tarifaire 2026-2028 pour les moyens suivants :

- 4 • **Efficacité énergétique** : les efforts en matière d'efficacité énergétique du
5 Distributeur visent l'atteinte de la cible globale de 21 TWh annoncée au Plan
6 d'action 2035 (voir la section 2.6.4) ;
- 7 • **Gestion de la demande de puissance (GDP)** : dans le cadre de la demande
8 tarifaire 2025-2026, une refonte des moyens de GDP a été mise en place, touchant
9 à la fois la tarification dynamique et les offres pour les clientèles commerciale,
10 institutionnelle et industrielle, et ceci afin de maintenir et favoriser la contribution
11 des options tarifaires de GDP. Des programmes d'aide financière pour la mise en
12 place de mesures favorisant une meilleure contribution à ces options ont
13 également été mis en place, tel que présenté notamment dans la demande tarifaire
14 2026-2028. La planification des moyens de GDP reflète l'impact de ces mesures,
15 en cohérence avec les ambitions annoncées au Plan d'action 2035 pour aider la
16 clientèle à consommer au meilleur moment.
- 17 • **Maintien de l'approvisionnement provenant d'installations dont les contrats**
18 **arriveront à échéance** : Hydro-Québec poursuit activement ses démarches pour
19 assurer le maintien des approvisionnements associés à plusieurs contrats arrivant
20 à échéance au cours des prochaines années. Ces approvisionnements
21 proviennent de parcs éoliens, de centrales de cogénération et de petites centrales
22 hydroélectriques. Aux fins du calcul des quantités inscrites aux tableaux 3.2 et 3.3,
23 le Distributeur reconduit le potentiel énergétique intégral des contrats prenant fin
24 sur la période 2026 à 2035.
- 25 • **Approvisionnements de court terme** : le Distributeur s'appuie sur une
26 contribution maximale de court terme en puissance de 1 500 MW sur l'horizon du
27 Plan, ainsi que sur une contribution en énergie allant jusqu'à 3 TWh en hiver et
28 3 TWh en été, sur un scénario normalisé. Comme expliqué dans la demande
29 tarifaire 2026-2028, l'ensemble des approvisionnements de court terme seront
30 fournis par Hydro-Québec¹².

31 Par ailleurs, le Distributeur ajuste la stratégie d'approvisionnement présentée à la phase 2
32 du Plan pour les approvisionnements suivants :

- 33 • **Nouveaux approvisionnements de long terme fournis par Hydro-Québec** : le
34 Distributeur pose l'hypothèse du maintien des volumes correspondants aux blocs
35 Cyclable et Base hivernale fournis par Hydro-Québec et présentés dans sa
36 demande tarifaire 2026-2028, sur tout l'horizon de l'État d'avancement 2025,
37 totalisant 7,1 TWh et 1 600 MW par année.

¹² Voir le dossier R-4307-2025, pièce HQD-2, Document 1 ([B-0027](#)), section 3.

- 1 • **Approvisionnements en énergie solaire photovoltaïque** : l'appel d'offres
2 A/O 2025-01 visant une capacité installée de 300 MW d'électricité produite à partir
3 de source solaire photovoltaïque est en cours, pour des mises en service à
4 compter de 2029¹³. Cet appel d'offres s'inscrit dans la stratégie de développement
5 de la filière solaire photovoltaïque d'Hydro-Québec¹⁴.
- 6 • **Acquisition de nouveaux approvisionnements** : le Distributeur prévoit toujours
7 avoir recours à des approvisionnements additionnels de long terme. Les quantités
8 requises apparaissent à partir de 2029 et ont été ajustées par rapport à l'État
9 d'avancement 2024. Dans le cadre de sa stratégie de développement éolien¹⁵,
10 Hydro-Québec envisage le lancement d'un appel au marché éolien en 2026.

TABLEAU 3.2
BILAN D'ÉNERGIE 2026-2035
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS

En TWh	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS	199,3	202,7	207,4	214,9	219,9	225,5	231,0	234,7	239,3	244,5
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS	197,3	200,5	203,7	198,4	200,7	200,5	199,8	196,8	194,9	192,9
Électricité patrimoniale utilisée	177,5	178,7	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Approvisionnements long terme HQ	5,3	4,9	7,2	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
• Base et cyclable	3,9	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-
• Énergie rappelée	1,2	1,0	-	-	-	-	-	-	-	-
• Contrats de puissance A/O 2015-01	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
• 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
• Bloc cyclable	-	1,3	3,7	-	-	-	-	-	-	-
• Bloc base hivernale	-	0,2	1,9	-	-	-	-	-	-	-
Contrats de long terme	14,5	16,9	17,7	18,0	20,3	20,1	19,4	16,4	14,5	12,5
Éolien (1)	11,6	14,1	15,2	15,9	18,2	18,1	17,4	14,5	12,6	10,7
• Existant	11,3	11,0	10,7	10,4	10,0	9,9	9,1	6,3	4,4	2,5
• A/O 2021	0,3	3,0	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5
• A/O 2023	-	0,1	1,0	2,0	4,7	4,7	4,8	4,7	4,7	4,7
Cogénération	2,3	2,3	2,0	1,6	1,5	1,5	1,6	1,5	1,5	1,5
Petite hydraulique	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,2
Énergie des moyens de gestion	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
BESOINS RÉSIDUELS	2,0	2,2	3,6	16,4	19,1	25,0	31,2	37,9	44,4	51,6
NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS	0,0	0,5	1,2	9,0	9,7	10,0	10,8	13,7	15,6	17,6
Approvisionnements issus de ressources existantes (2)	0,0	0,5	1,2	1,8	2,3	2,5	3,3	6,2	8,1	10,1
• Éolien	0,0	0,4	0,7	1,0	1,4	1,5	2,3	5,1	7,0	8,9
• Cogénération	-	0,1	0,5	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Petite hydraulique	-	-	-	-	-	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
Approvisionnements de long terme	-	-	-	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1	7,1
• Bloc cyclable	-	-	-	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
• Bloc base hivernale	-	-	-	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9
Énergie additionnelle requise										
Approvisionnements de court terme	2,0	1,7	2,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	1,5	3,5	9,0	14,3	18,2	22,8	28,0
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	<i>1,4</i>	<i>0,2</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

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

Note (2) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.

¹³ Voir le dossier [R-4298-2025](#).

¹⁴ « [Le solaire : une autre étape vers la diversification énergétique](#) », mai 2025.

¹⁵ « [Tracer la voie vers une réussite collective – Stratégie de développement éolien](#) », mai 2024.

TABLEAU 3.3
BILAN DE PUISSANCE 2026-2035
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS

Hiver (1er décembre au 31 mars)	2025-	2026-	2027-	2028-	2029-	2030-	2031-	2032-	2033-	2034-	2035-
En MW	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
BESOINS À LA POINTE	40 599	40 933	41 548	42 645	43 487	44 344	45 167	45 967	46 761	47 528	
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	4 725	4 965	5 182	5 250	5 262	5 227	5 116	5 207	5 297	5 384	
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	45 324	45 898	46 730	47 895	48 749	49 571	50 283	51 174	52 058	52 912	
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS	44 636	45 259	45 732	44 245	44 668	44 748	44 743	44 547	44 125	43 829	
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	
Approvisionnement long terme HQ	1 900	2 059	2 259	659	659	659	659	659	659	659	
• Base et cyclable	600	600	-	-	-	-	-	-	-	-	
• Puissance rappelée	800	800	-	-	-	-	-	-	-	-	
• Contrats de puissance A/O 2015-01	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	
• A/O 2021-01 - HQP	-	159	159	159	159	159	159	159	159	159	
• Bloc cyclable	-	-	600	-	-	-	-	-	-	-	
• Bloc base hivernale	-	-	1 000	-	-	-	-	-	-	-	
Contrats de long terme	1 911	2 263	2 377	2 353	2 699	2 690	2 612	2 365	1 937	1 666	
• Éolien (1)	1 486	1 828	1 978	2 033	2 383	2 383	2 319	2 107	1 678	1 424	
• Cogénération	321	331	295	216	213	213	213	204	204	204	
• Petite hydraulique	103	103	103	103	103	94	80	55	55	39	
Gestion de la demande de puissance	2 598	2 710	2 868	3 004	3 082	3 169	3 222	3 252	3 239	3 194	
• GDP Engagement	1 060	1 065	1 070	1 075	1 081	1 091	1 091	1 091	1 091	1 091	
• GDP Affaires / GDP Latitude (à partir de 2026-2027)	930	935	940	945	953	967	978	987	995	995	
• Tarification dynamique	608	710	858	984	1 047	1 111	1 154	1 175	1 153	1 108	
Autres moyens	785	786	787	787	787	788	808	828	848	868	
• Chaînes de blocs	280	281	282	282	282	282	282	282	282	282	
• OÉA/TRI	255	255	255	255	255	257	276	296	316	336	
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	
BESOINS RÉSIDUELS	688	639	998	3 651	4 081	4 823	5 540	6 627	7 933	9 083	
NOUVEAUX APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS	-	44	120	1 843	1 899	1 909	1 986	2 232	2 661	2 931	
Approvisionnements issus de ressources existantes (2)	-	44	120	243	299	309	386	632	1 061	1 331	
• Éolien	-	44	84	128	181	181	245	457	886	1 140	
• Cogénération	-	-	36	115	118	118	118	127	127	127	
• Petite hydraulique	-	-	-	-	-	10	23	48	48	64	
Approvisionnements long terme HQ	-	-	-	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	
• Bloc cyclable	-	-	-	600	600	600	600	600	600	600	
• Bloc base hivernale	-	-	-	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	
Puissance additionnelle requise	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Approvisionnements de court terme	700	600	900	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	
Autres approvisionnements requis	-	-	-	300	700	1 400	2 050	2 900	3 750	4 650	

Note (1) : Les modalités du service d'intégration éolienne actuel ont été appliquées sur l'horizon du bilan.
Note (2) : Potentiel total du maintien de contrats arrivant à échéance sur la période 2026 à 2035.

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.

Le critère n'est plus en phase avec l'évolution du cadre réglementaire puisque le Distributeur n'a plus d'activités de courtage sur les marchés de court terme, tel qu'expliqué dans la demande tarifaire 2026-2028. Toutefois, le tableau 4.1 permet de mesurer les achats de court terme requis pour un scénario de demande fort pour combler ces besoins résiduels. Advenant la réalisation d'un tel scénario, ces besoins seraient comblés par Hydro-Québec en s'appuyant sur l'ensemble des ressources disponibles, incluant les marchés d'importation.

TABLEAU 4.1
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2026	2027	2028	2029	2030
Achats d'énergie	2,0	2,2	3,6	16,4	19,1
<i>plus Aléa d'un écart-type</i>	3,8	4,1	4,3	5,0	5,4
Achats plus 1 écart-type <i>(approvisionnement existants)</i>	5,8	6,3	7,9	21,4	24,5
Achats plus 1 écart-type <i>(avec approvisionnements prévus)</i>	5,8	5,8	6,7	12,5	14,9

4.2. Adoption du logiciel SERVM pour établir le bilan de puissance

Dans le cadre de l'évolution de ses outils d'analyse, le Distributeur utilise maintenant le logiciel SERVM pour l'établissement des bilans de puissance et l'évaluation de la fiabilité du système. Ce nouvel outil remplace GE-MARS, utilisé jusqu'à présent.

SERVM est une solution reconnue à l'échelle nord-américaine, utilisée par plusieurs opérateurs et organismes de planification, dont la NERC et le NPCC, pour ses capacités avancées en simulation probabiliste et en modélisation de l'adéquation des ressources.

Le choix de SERVM repose sur plusieurs critères clés :

- Une interface ergonomique et intuitive, facilitant la prise en main, la gestion de scénarios complexes et la fiabilité des données.
- Des fonctionnalités de modélisation avancées, notamment pour les contraintes spécifiques à certains moyens comme les batteries, et pour une représentation fine des incertitudes.

1 • Un support technique de haut niveau, assuré par des experts reconnus dans le
2 domaine.

3 • Une reconnaissance solide parmi les comités d'experts et les pairs de l'industrie,
4 confirmant la crédibilité et la robustesse de l'outil.

5 Une comparaison des résultats obtenus avec les deux logiciels pour la période 2026-2028
6 montre des écarts très légers, attribuables à :

7 • Un échantillonnage plus uniforme des scénarios de demande avec SERVM, réduisant
8 les biais statistiques.

9 • Une répartition plus efficace des moyens de GDP, mieux alignée avec leurs contraintes
10 opérationnelles.

11 SERVM sera désormais utilisé pour les bilans présentés dans ce document ainsi que pour les
12 attestations de fiabilité transmises au NPCC. Le Distributeur poursuivra sa veille sur les
13 pratiques et outils d'évaluation de la fiabilité afin de maintenir un haut niveau de rigueur et
14 d'adaptabilité.

4.3. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur

15 Pour assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une
16 réserve est requise. Cette réserve, qui permet de faire face aux aléas de la demande et au
17 risque d'indisponibilité des ressources, est inscrite au bilan de puissance présenté dans le
18 tableau 3.3. Elle est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du
19 NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas
20 0,1 jour par année¹⁶.

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

24 Le taux de réserve correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le critère de
25 fiabilité en puissance et les besoins à la pointe.

¹⁶ 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%
État d'avancement 2025	11,6%	12,1%	12,5%	12,3%

1 La méthode d'établissement de la réserve est similaire à celle utilisée lors de l'État
2 d'avancement 2024 avec l'outil GE MARS, malgré le changement d'outil présenté à la section
3 4.2. Cette méthode prend en compte les modalités de chaque moyen de gestion et les
4 caractéristiques des différentes ressources du Distributeur de façon endogène. Pour les
5 années 2033 à 2035, qui dépassent l'horizon couvert par le Plan, le Distributeur a appliqué le
6 taux de réserve de 2032.

7 Puisque la contribution des moyens de gestion est désormais incluse dans le taux de réserve
8 requise, les taux de contribution marginale et moyenne de chacun des moyens de gestion ont
9 été présentés dans le cadre de la demande tarifaire 2025-2026 et sont toujours d'actualité.

4.4. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

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

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

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

4.5. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur

22 Le Producteur rend compte de la fiabilité en puissance de ses approvisionnements au début
23 de chaque hiver. Une attestation à cet effet est déposée à la Régie dans le cadre des suivis
24 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.

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

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) en kW	2025 - 2026	2026 - 2027	2027 - 2028	2028 - 2029	2029 - 2030	2030 - 2031	2031 - 2032
Îles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules ⁽⁵⁾	(2 729)	(2 827)	(2 835)	(2 823)	(2 804)	(2 737)	(2 661)
L'Île-d'Entrée	510	510	511	511	511	511	511
Nunavik							
Akulivik	390	375	364	351	339	326	312
Aupaluk ⁽¹⁾	867	849	376	368	361	356	351
Inukjuak ⁽²⁾⁽³⁾	1 857	1 781	1 724	1 685	1 646	1 604	1 559
Ivujivik	405	384	376	398	410	401	392
Kangiqsualujuaq	101	76	50	23	(5)	728	697
Kangiqsujuaq ⁽¹⁾	769	747	722	571	544	516	489
Kangirsuk ⁽¹⁾	988	968	958	949	938	927	623
Kuujuaq ⁽¹⁾	1 416	1 304	1 226	1 163	2 007	1 929	1 836
Kuujuarapik	595	559	528	495	463	433	402
Puvimutq	13	1 737	1 711	1 655	1 595	1 531	1 465
Quaqtaq	490	444	408	380	364	351	335
Salluit	821	796	758	710	664	618	573
Tasiujaq	535	529	519	508	498	488	477
Umiujaq	88	72	55	37	20	677	660
Basse Côte-Nord							
Lac-Robertson	1 815	1 788	1 752	1 712	1 666	1 613	1 556
La Romaine ⁽⁴⁾							
Port-Menier	283	266	253	243	238	233	228
Schefferville							
Schefferville ⁽¹⁾⁽⁵⁾	28	(202)	(417)	(566)	(669)	1 540	1 447
Haute-Mauricie							
Clova ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	(23)	(25)	23	22			
Obedjiwan ⁽¹⁾⁽²⁾	1 321	1 068	969	884	821	741	679

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 la demande de 2024 a été maintenue, en raison d'un manque de données pour produire une nouvelle prévision.
4. Raccordement
5. Groupe(s) électrogène(s) mobile(s) présent, mais non pris en compte dans le bilan

- 3 Quelques changements sont à signaler depuis le dépôt de l'État d'avancement 2024 :
- 4
 - La puissance garantie de la centrale de Cap-aux-Meules a été révisée à la baisse (de
 - 5 50,3 MW à 45,7 MW). Cette révision résulte de l'intégration d'une marge de 10 % à la
 - 6 puissance nominale afin de tenir compte de l'absence de capacité de surcharge,
 - 7 conformément à la méthode appliquée pour le calcul de la puissance garantie dans les
 - 8 autres réseaux autonomes. Cette révision reflète mieux la capacité réelle des groupes

1 à soutenir une pointe. Le déficit ainsi présenté au tableau 5.1 pourra être comblé par
2 les groupes électrogènes mobiles installés en 2024 pour répondre à un besoin ponctuel
3 et que le Distributeur prévoit maintenir en place jusqu'à la mise en service de la
4 nouvelle centrale. Ces équipements, dont la capacité installée combinée surpasse le
5 déficit en puissance garantie, permettront de maintenir l'alimentation en cas
6 d'indisponibilité prolongée d'un groupe de la centrale, ce qui est plus probable avec le
7 vieillissement de la centrale.

8 Bien que leur présence soit prise en compte dans la planification opérationnelle, leur
9 intégration formelle au bilan de puissance demeure conditionnelle à des autorisations
10 à venir, ce qui explique leur absence du tableau 5.1.

- 11 • La planification du projet d'augmentation de puissance de Kangiqsualujuaq a été
12 devancée d'une année pour une mise en service planifiée pour la pointe 2030-2031,
13 tandis que la puissance a été revue à la hausse. Une augmentation de la prévision de
14 la demande pour ce réseau engendre un léger déficit en puissance pour la pointe
15 2029-2030. L'ajout d'une génératrice d'urgence est en évaluation.
- 16 • La planification du projet d'augmentation de puissance de Kangirsuk est maintenue
17 pour la pointe 2031-2032 et sa puissance a été revue à la hausse. Le raccordement
18 d'une génératrice d'urgence est devancé pour la pointe 2025-2026 compte tenu d'une
19 augmentation de la demande.
- 20 • La planification du projet d'augmentation de puissance de Kuujuaq est maintenue pour
21 la pointe 2029-2030, mais sa puissance a été revue à la hausse. La génératrice
22 d'urgence sélectionnée pour répondre à la pointe 2025-2026 comporte une puissance
23 légèrement plus basse qu'originellement planifié.
- 24 • La planification du projet d'augmentation de puissance d'Umiujaq est décalée d'une
25 année pour une mise en service en 2030-2031 et sa puissance est revue à la hausse.
- 26 • Le Distributeur planifie augmenter la puissance des groupes de la centrale de Clova
27 pour la pointe 2027-2028. La génératrice d'urgence demeurera présente pour assurer
28 la fiabilité en puissance. Le raccordement au réseau intégré est toujours prévu pour la
29 pointe 2029-2030.
- 30 • Deux génératrices d'urgence ont été déployées à Obedjiwan à l'hiver 2025, à la suite
31 de bris moteurs et d'une augmentation de la charge. Elles demeureront sur place
32 jusqu'à nouvel ordre.

33 Par ailleurs, le Distributeur fait état des avancées suivantes dans ses projets :

- 34 • La construction de la nouvelle centrale d'Aupaluk est en cours. La mise en service est
35 maintenue pour la pointe 2027-2028.
- 36 • La mise en service de la nouvelle centrale de réserve d'Inukjuak sera complétée d'ici
37 la pointe 2025-2026.

- 1 • La construction de la nouvelle centrale de Kangiqsujaq est en cours. La mise en
2 service est maintenue pour la pointe 2028-2029.
- 3 • L'augmentation de puissance de Kuujuarapik a été complétée pour la pointe 2024-
4 2025.
- 5 • La construction de la nouvelle centrale de Puvirnituk est en cours. La mise en service
6 est maintenue pour la pointe 2026-2027.
- 7 • L'augmentation de puissance de Quaqaq a été complétée pour la pointe 2025-2026.
- 8 • La nouvelle centrale de Tasiujaq a été mise en service pour la pointe 2024-2025. La
9 puissance des groupes a été revue à la hausse.

5.2. Stratégie d'approvisionnement

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

5.2.1. Interventions en efficacité énergétique

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

18 Le tableau 6.3 présenté en phase 1 du Plan¹⁷ faisait état des principales interventions en
19 efficacité énergétique pour lesquelles le lancement était prévu au cours des premières années
20 de l'horizon du Plan. Le tableau 5.2 présente une mise à jour des interventions par rapport à
21 l'État d'avancement 2024.

TABLEAU 5.2
SUIVI DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PAR RÉSEAUX AUTONOMES
DEPUIS LE DÉPÔT DE L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2024

Réseau	Interventions prévues
Nunavik	Le Distributeur effectuera une analyse plus approfondie pour les réseaux autonomes du Nunavik en 2026 afin d'établir un plan d'action en matière de mesures et modalités répondant aux enjeux distincts de ces réseaux. Ainsi, le projet de développement d'une approche pédagogique et spécifique pour le Nunavik a été repoussé pour le moment.

¹⁷ Dossier R-4210-2022 Phase 1, pièce HQD-3, document 2 ([B-0013](#)), p. 21.

Réseau	Interventions prévues
	<p>Concernant les audits énergétiques qui ont été réalisés 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.</p>
<p>Haute-Mauricie</p>	<p>Dans le contexte du raccordement au réseau intégré, planifié en 2029-2030, le projet d'identification de mesures d'efficacité énergétique pour l'ensemble des clientèles à Clova est toujours suspendu pour une période indéterminée.</p> <p>En 2025, Hydro-Québec a ajouté de nouvelles modalités au Programme Énergie en réseau autonome (ou ÉRA, anciennement connu sous le nom de Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ)) pour la clientèle résidentielle et d'affaires de la communauté d'Opitciwan. Ces aides financières concernent le remplacement des équipements au mazout en fin de vie utile selon les clientèles et l'installation de nouveaux systèmes de chauffage au mazout dans les bâtiments nouvellement construits.</p>
<p>Îles-de-la-Madeleine</p>	<p>Le Distributeur a tenu des portes ouvertes les 23, 24 et 25 septembre dernier afin d'informer la population des changements au programme ÉRA, qui inclut les compensations pour le combustible ainsi que des appuis financiers pour des mesures d'efficacité énergétique.</p> <p>Une aide financière pour l'acquisition de thermopompes à très haute efficacité de 200 \$ par 1000 BTU est offerte à la clientèle résidentielle dont le chauffage est à l'électricité.</p> <p>L'aide financière pour la clientèle dont le chauffage est au combustible a été bonifiée de manière importante. Les compensations pour le combustible ont été doublées afin d'inciter les ménages à conserver leur système actuel, moins polluant que la production d'électricité par la centrale existante.</p> <p>Le volet Énergie mixte permet aux propriétaires d'habitations dont le chauffage principal est à l'électricité d'ajouter un système de chauffage au propane comme source principale de chauffage.</p>

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. Comme mentionné dans le
- 3 Plan, les démarches pour la conversion énergétique des réseaux sont, pour certaines, lancées
- 4 et, pour d'autres, les discussions avec les partenaires autochtones ou locaux progressent.

Nunavik

1 Le Distributeur a conclu deux contrats d'achat d'énergie éolienne avec Tarquti, soit pour les
2 villages de Quaqtq et de Puvirnitq pour des mises en service respectivement à la fin 2027
3 et à la fin 2028. La demande d'autorisation des contrats a été rejetée par la Régie. Toutefois,
4 comme permis par la Régie, le Distributeur dépose, au 31 octobre 2025, des éléments de
5 preuve additionnels au dossier.

Inukjuak

6 Les validations résiduelles qui subsistaient avant le début des livraisons officielles de la
7 centrale Innavik ont été complétées en 2024. L'essentiel de la conversion des systèmes de
8 chauffage de l'air à la biénergie a été réalisé en 2024, tandis que l'essentiel de la conversion
9 des systèmes de chauffage de l'eau a été complété en 2025.

Kuujuarapik/Whapmagoostui

10 La mise en service du parc éolien de 2 MW, conclu avec la Société d'énergie renouvelable
11 Kuujuarapik Whapmagoostui Renewable Energy Corporation (KWREC), est reportée en 2027
12 par le promoteur.

Obedjiwan

13 La mise en service de la centrale à la biomasse par le promoteur est toujours planifiée en
14 2026.

Clova

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

Îles-de-la-Madeleine

17 Les livraisons d'énergie du parc éolien de la Dune-du-Nord (PEDDN) au réseau des IDLM se
18 poursuivent.

19 Par ailleurs, le projet de Parc éolien de Grosse-Île (PEDGI) d'une puissance de 16,8 MW se
20 poursuit, conformément au CAÉ conclu en mars 2023. La mise en service, initialement prévue
21 le 1^{er} octobre 2025, est toutefois à nouveau reportée vers la fin 2027 ou début 2028 par le
22 promoteur. Le Distributeur poursuit de son côté ses activités visant à intégrer ce parc éolien,
23 prévoyant notamment l'ajout d'un système de stockage de 10 MW /10 MWh.

24 Conformément à la décision D-2023-051¹⁸ et tel qu'annoncé dans sa lettre¹⁹ du 23 juin 2025,
25 le Distributeur fait état du suivi relatif à la stratégie de conversion du réseau des IDLM :

¹⁸ Dossier R-4210-2022 Phase 1, décision [D-2023-051](#).

¹⁹ [Suivi de la Stratégie de conversion du réseau autonome des îles-de-la-Madeleine](#), lettre déposée à la Régie de l'Énergie le 23 juin 2025 en lien avec la décision D-2023-051.

- 1 • Le projet de raccordement par câbles sous-marins, qui était suspendu depuis mars
2 2023, est abandonné définitivement. Le coût de ce projet était maintenant estimé à
3 plus de 2,5 milliards \$, notamment en raison de l'impact du contexte mondial du secteur
4 de l'énergie sur les coûts d'approvisionnement en équipements nécessaires au
5 raccordement.
- 6 • Le Distributeur a annoncé publiquement, le 4 juin 2025, la construction d'une nouvelle
7 centrale thermique sur le site de l'actuelle centrale. Ce projet est maintenant nécessaire
8 pour assurer la pérennité de l'alimentation des IDLM, alors que la centrale actuelle
9 atteindra sa fin de vie à l'horizon 2035. Cette centrale devrait être alimentée par un
10 combustible à faible intensité carbone. Le gaz naturel liquéfié renouvelable (GNL-R) et
11 le diesel renouvelable sont à l'étude. Ces filières présentent les meilleures perspectives
12 en matière de déploiement et de performance. Le Distributeur prévoit arrêter son choix
13 en 2027, au terme de la première phase de l'étude d'avant-projet amorcée ce
14 printemps. Les moteurs de la nouvelle centrale pourraient par ailleurs être adaptés
15 ultérieurement pour être en mesure de consommer différents carburants renouvelables
16 qui pourraient être disponibles dans le futur, le cas échéant. Les démarches d'appels
17 au marché, en vue de sélectionner un motoriste et un constructeur, ont été amorcées
18 cet automne. La mise en service de la nouvelle centrale est préliminairement prévue
19 en 2034.
- 20 • L'étude visant l'optimisation de l'éolien, qui se concentre actuellement sur l'intégration
21 de PEDGI, se poursuit.
- 22 • Le Distributeur a annoncé qu'un programme d'appui financier pour l'acquisition de
23 panneaux solaires sera offert en 2026.
- 24 • Le Distributeur a par ailleurs tenu des portes ouvertes dans le milieu les 23, 24 et 25
25 septembre dernier, afin d'informer la population et recueillir leurs commentaires sur le
26 projet de nouvelle centrale et les mesures entourant cette décision. Le bilan de cette
27 démarche d'information et d'échanges sera déposé avec la nouvelle Stratégie de
28 conversion du réseau des IDLM, dans le cadre du prochain Plan d'approvisionnement.

5.2.3. Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance

29 Pour intégrer de l'énergie renouvelable variable dans un réseau autonome, il faut pouvoir
30 compter sur une deuxième source de production disponible en tout temps. C'est pourquoi le
31 Distributeur procède principalement à des ajouts ou des remplacements de groupes diesel
32 dans ses installations pour répondre à la demande énergétique²⁰. Dans les situations où l'ajout
33 de moyens permanents permettant de combler le déficit en puissance ne peut être déployé à
34 brève échéance, le Distributeur déploie des groupes électrogènes mobiles.

²⁰ 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-4307-2025, à la
- 2 pièce HQD-3, Document 3 ([B-0012](#)).

| 7. ANNEXE PRÉVISION DE LA DEMANDE

TABLEAU 7.1
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2024
ÉCART DE PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2022 ¹	2023 ¹	2024 ¹	2025 ²	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Résidentiel	0,0	0,0	0,0	0,6	0,5	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7	0,9	1,0	1,1	1,2
Commercial	0,0	0,0	0,5	0,6	0,5	0,6	0,8	1,3	1,9	2,1	2,5	2,8	3,3	3,7
Dont:														
Commercial et institutionnel	0,0	0,0	0,5	0,7	0,6	0,7	0,9	1,4	1,9	2,1	2,6	2,9	3,3	3,7
Réseaux municipaux et éclairage public	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Industriel	0,0	0,0	0,2	-1,8	-1,2	-1,4	-2,0	-1,4	-2,1	-2,0	-2,3	-4,8	-7,6	-10,1
Dont:														
Industriel PME	0,0	0,0	-0,3	-0,5	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,5	-0,7	-0,9
Industriel grandes entreprises	0,0	0,0	0,4	-1,3	-1,0	-1,2	-1,8	-1,3	-2,0	-1,8	-2,0	-4,3	-6,9	-9,2
Alumineries	0,0	0,0	0,8	-0,1	0,3	0,2	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Pâtes et papiers	0,0	0,0	-0,1	-0,3	0,0	-0,1	0,1	0,5	0,6	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
Pétrole et chimie	0,0	0,0	-0,1	-0,7	-0,6	-0,6	-0,5	-0,6	-0,5	-0,7	-0,9	-2,1	-3,8	-5,2
Mines	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,3	0,3	0,7	0,7	0,8	0,8	0,5	0,5	0,5
Sidérurgie, fonte et affinage	0,0	0,0	-0,2	-0,3	-0,7	-0,8	-1,3	-2,0	-2,8	-2,6	-2,8	-3,4	-4,2	-4,9
Autres industriel grandes entreprises	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,2	-0,4	0,0	-0,2	-0,2	0,0	-0,2	-0,2	-0,3
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	0,0	0,0	0,6	-0,5	-0,3	-0,4	-0,7	0,5	0,4	0,8	1,1	-0,9	-3,2	-5,2

Notes:

¹ Ventes réelles pour les années 2022, 2023 et 2024, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2025, normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.2
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2024
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	2032-2033	2033-2034	2034-2035
Usages¹														
Chauffage des espaces Résidentiel	0	0	0	61	63	26	17	48	72	114	136	112	134	163
Chauffage des espaces Commercial	0	0	0	76	20	20	21	32	25	18	7	-29	-65	-97
Eau chaude Résidentiel	0	0	0	13	12	10	12	16	20	24	28	31	35	37
Industriel	0	0	0	-74	11	-59	-18	-63	-99	-7	-11	6	25	31
Décarbonation des procédés industriels	0	0	0	-45	-86	27	22	384	266	224	207	42	-226	-479
Filière batterie	0	0	-5	-34	-201	-263	-354	-452	-390	-362	-314	-291	-250	-201
Centres de données	0	0	0	5	49	53	78	117	199	237	280	341	391	438
Chaînes de blocs ²	0	0	0	-2	-11	-10	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9	-9
Serres	0	0	0	-25	-25	16	0	-9	31	35	67	96	126	155
Véhicules électriques	0	0	0	0	-7	-34	-61	-107	-131	-169	-154	-89	-73	-55
Photovoltaïque	0	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	1	1	1
Autres usages	0	0	5	135	63	-121	75	-10	5	-16	-50	-160	-338	-483
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	0	0	0	110	-112	-335	-216	-51	-11	89	188	51	-250	-498
<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 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)	7 125	7 252	7 435	7 543	7 545	7 545	7 567	7 607	7 646	7 685	7 722
Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)	49,7	44,8	41,1	38,9	37,4	37,4	37,3	37,0	35,7	34,5	33,3
Croissance du PIB total ¹	3,4%	0,6%	1,4%	0,9%	1,0%	1,6%	1,7%	1,8%	1,2%	1,2%	1,1%
Croissance du PIB manufacturier ¹	4,0%	-1,1%	-2,6%	0,9%	1,0%	1,6%	1,7%	1,8%	1,0%	1,0%	1,0%
Croissance du PIB tertiaire ¹	4,1%	1,6%	2,1%	0,9%	1,0%	1,6%	1,7%	1,8%	1,3%	1,2%	1,2%
Croissance de l'emploi total	3,1%	2,9%	0,9%	1,1%	0,2%	0,2%	0,4%	0,4%	0,2%	0,2%	0,4%
Croissance de la rémunération des salariés ¹	1,1%	0,1%	4,4%	1,2%	0,4%	0,8%	0,9%	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 ¹	2025 ²	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Besoins en énergie (10e centile)	192,4	192,9	193,8	195,4	195,3	198,3	202,0	208,6	213,1	217,5	222,1
Besoins en énergie prévus	192,4	192,9	193,8	195,6	199,3	202,7	207,4	214,9	219,9	225,5	231,0
Besoins en énergie (90e centile)	192,4	192,9	193,8	197,8	202,7	206,7	211,5	220,9	227,1	232,5	238,2

¹ Incluant les besoins publiés, normalisés pour les conditions climatiques

² Incluant les besoins publiés de janvier à juillet 2025, 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 ¹	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
Besoins en puissance (10e centile)	39 665	39 835	40 124	39 410	39 739	39 959	40 427	41 370	42 054	42 660	43 294
Besoins en puissance prévus	39 665	39 835	40 124	40 422	40 599	40 933	41 548	42 645	43 487	44 344	45 167
Besoins en puissance (90e centile)	39 665	39 835	40 124	39 410	41 401	41 870	42 589	43 890	44 982	45 982	46 896

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 2024
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Consommation visée par le Plan														
État d'avancement 2025 ^{1,2}	179,6	180,3	181,3	182,8	185,8	189,0	193,3	200,3	205,0	210,2	215,3	218,8	223,1	228,0
État d'avancement 2024 ³	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
Écart	0,0	0,0	0,5	-0,2	-0,3	-0,4	-0,7	0,5	0,4	0,8	1,2	-0,9	-3,2	-5,2
Pertes de transport et de distribution														
État d'avancement 2025 ^{1,2}	12,9	12,6	12,5	13,1	13,5	13,7	14,1	14,6	14,9	15,3	15,6	15,9	16,2	16,6
État d'avancement 2024 ³	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
Écart	0,0	0,0	-0,4	-0,4	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,2	-0,3	-0,5
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN														
État d'avancement 2025 ^{1,2}	192,4	192,9	193,8	195,9	199,3	202,7	207,4	214,9	219,9	225,5	231,0	234,7	239,3	244,5
État d'avancement 2024 ³	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
Écart	0,0	0,0	0,1	-0,6	-0,4	-0,5	-0,9	0,4	0,4	0,8	1,1	-1,1	-3,5	-5,7

Notes:

¹ Ventes réelles pour l'année 2022, 2023, 2024, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2025, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2024, 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	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,5	0,6	0,6	0,6	5,3
Commercial	0,2	0,3	0,5	0,4	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	5,2
Industriel	0,2	0,2	0,2	0,4	0,4	0,5	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	4,8
TOTAL	0,8	0,8	1,2	1,3	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	15,2

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	60	76	97	110	111	106	99	103	106	107
Commercial	38	55	99	80	109	91	97	98	98	99	100
Industriel	33	37	38	65	69	93	98	105	114	117	120
TOTAL	147	152	213	243	288	295	300	302	314	323	328

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

Ventes en TWh - ÉA2025	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Décarbonation des procédés industriels	-	-	-	-	-	1,2	1,3	4,7	5,5	6,6	7,6
<i>Autres Industries (AI)</i>	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,8	1,0	1,1	1,3
<i>Pétrole & Chimie (PC)</i>	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,8	1,0	1,2	1,5
<i>Sidérurgie, Fonte & Affinage (SFA)</i>	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,5	0,6	0,8	0,9
<i>Alumineries (ALU)</i>	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,7	0,8	1,0	1,2
<i>Pâtes & Papier (PP)</i>	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,8	0,9	1,0	1,1
<i>Mines (M)</i>	-	-	-	-	-	0,2	0,2	0,7	0,8	0,9	0,9
<i>Petites et Moyennes Industries (PMI)</i>	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,6

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

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<i>Ventes d'électricité dédiées à la production d'hydrogène vert (GWh)</i>	109	163	217	271	437	601	763	924	1 085	1 340	1 600
<i>Besoins en puissance dédiés à production d'hydrogène vert (MW)</i>	14	22	29	36	58	80	102	123	145	179	214

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

	Ventes en énergie (GWh)	Besoins en puissance (MW)
Production d'hydrogène en 2032	1 600	214
<i>Autres Industries (AI)</i>	169	23
<i>Pétrole & Chimie (PC)</i>	672	90
<i>Sidérurgie, Fonte & Affinage (SFA)</i>	420	56
<i>Alumineries (ALU)</i>	273	37
<i>Pâtes & Papier (PP)</i>	-	-
<i>Mines (M)</i>	65	9
<i>Petites et Moyennes Industries (PMI)</i>	-	-

| 8. ANNEXE APPROVISIONNEMENT

8.1. Historique des événements importants depuis le dépôt de l'État d'avancement 2024

29 janvier 2025	Annnonce du partenariat entre Hydro-Québec, la Première Nation des Innus Essipit et la MRC du Fjord-du-Saguenay pour le développement éolien de la zone Nutinamu-Chauvin
24 février 2025	Décision sur le fond relative au raccordement des parcs éoliens des appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02 au réseau de transport d'Hydro-Québec
14 mars 2025	Décision sur le fond pour la Phase 4 volet A de la demande tarifaire 2025-2026 du Distributeur, déclarant provisoires les options tarifaires de GDP et maintenant sous examen certaines de leurs modalités
26 mars 2025	Décision finale sur le fond de la Phase 3 de la demande tarifaire 2025-2026 du Distributeur, et décision fixant de manière provisoire certains tarifs et options tarifaires (D-2025-042)
24 avril 2025	Annnonce publique du déploiement de la trajectoire d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec sur l'horizon 2035
6 mai 2025	Dévoilement des ambitions d'Hydro-Québec dans le document Le solaire : une autre étape vers la diversification énergétique ; Lancement de l'appel d'offres A/O 2025-01 Électricité produite à partir de source solaire photovoltaïque (300 MW)
13 mai 2025	Entente de collaboration entre Hydro-Québec et la Société Makivik et annonce de deux nouveaux projets éoliens au Nunavik
7 juin 2025	Adoption de la <i>Loi sur la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives</i>
31 juillet 2025	Dépôt des demandes du Transporteur et du Distributeur pour la révision tarifaire des années 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029 (dossiers R-4305-2025, R-4306-2025, R-4307-2025)
27 août 2025	Annnonce d'un partenariat entre Hydro-Québec, la Nation Mi'gmaq de Gespe'gewa'gi et l'Alliance de l'énergie de l'Est visant le développement éolien du territoire des Mi'gmac de Gespe'gewa'gi, qui correspond à la Gaspésie et à l'Est du Bas-Saint-Laurent. Ce territoire pourrait accueillir jusqu'à 6 000 MW de capacité installée

11 septembre 2025 Décision approuvant les modifications aux modalités des options de tarification dynamique ([D-2025-091](#))

8 octobre 2025 Décision rejetant la demande d'autorisation de deux contrats d'achat d'énergie éolienne avec Tarquti pour les villages de Quaqaq et de Puvirnitug, mais permettant au Distributeur de fournir les éléments de preuve additionnels au plus tard le 31 octobre 2025 ([D-2025-099](#))

8.2. Coût des approvisionnements

- 1 Le coût des approvisionnements pour les années 2024 à 2028 a été présenté au tableau 3 de
- 2 la pièce HQD-2, Document 1 ([B-0027](#)) du dossier R-4307-2025.

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 sa
2 planification des approvisionnements. Les informations menant aux quantités disponibles en
3 mode import pour les besoins québécois 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 2025 – 2026**

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

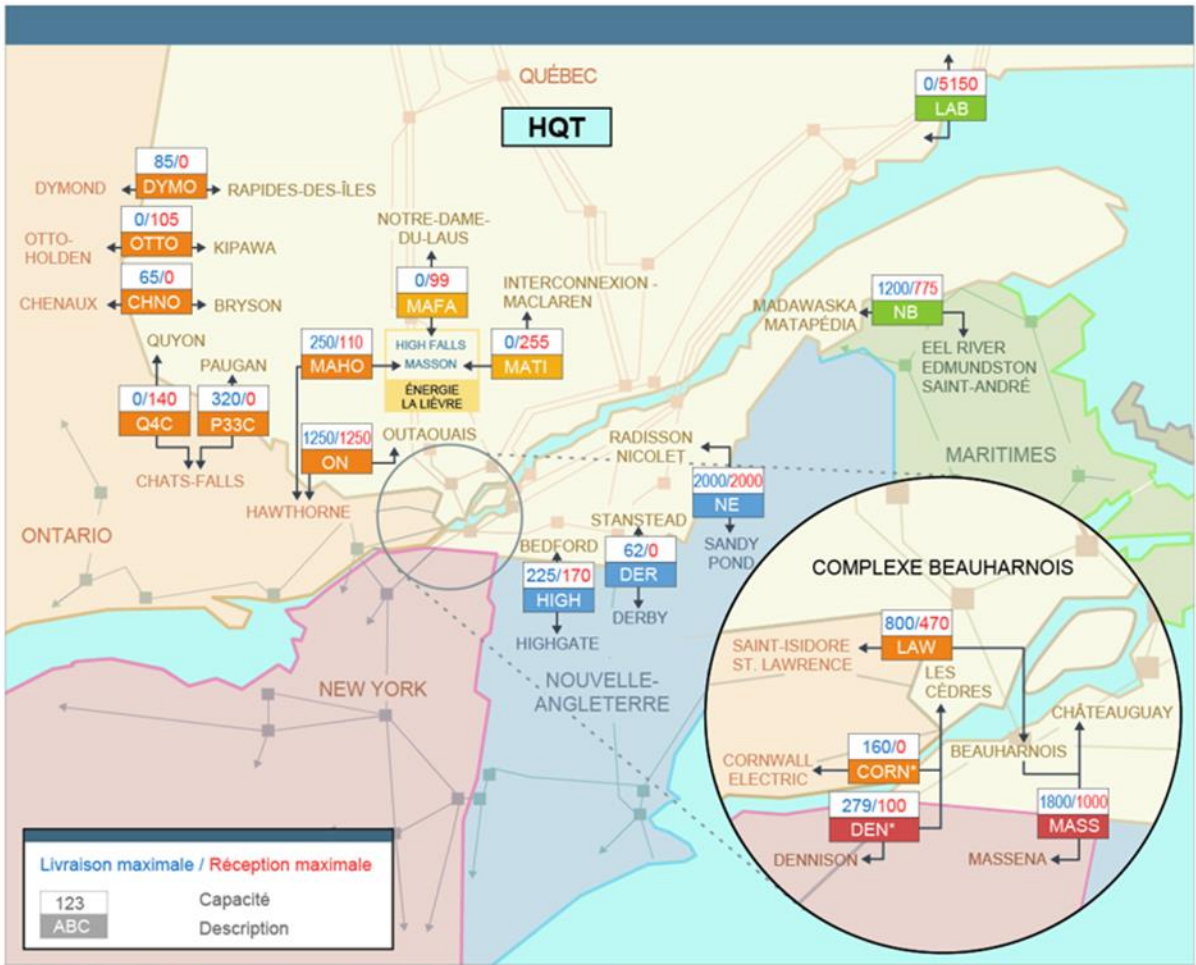
2 : Capacité établie par le Distributeur, compte tenu des limites soulevées dans le dossier 4210-2022, HQD-2, document 3, section 6.2

* 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 2024.

**FIGURE 8.1
CARTE DES INTERCONNEXIONS**



*Note : CORN+DEN à l'exportation ne peut excéder 370 MW.

Source : Site OASIS du Transporteur

8.4.2. Mise à jour sur les projets

1 L'interconnexion des Appalaches-Maine raccordera le poste des Appalaches, situé à
 2 Saint-Adrien-d'Irlande, à la ligne de transport *New England Clean Energy Connect (NECEC)*,
 3 dans l'État du Maine. Cette interconnexion aura une capacité de transfert en mode exportation
 4 de 1 243 MW. La mise en service des nouveaux équipements est prévue pour la fin 2025,
 5 mais ni la date exacte de démarrage de livraisons ni les capacités de transfert en mode
 6 importation sont encore confirmées.

7 L'interconnexion Hertel-New York raccordera le poste Hertel, situé à La Prairie, à la ligne de
 8 transport *Champlain Hudson Power Express (CHPE)* et est conçue pour permettre des
 9 livraisons d'électricité du Québec à la ville de New York. Cette interconnexion aura une

- 1 capacité de transfert à la frontière de 1 283 MW. La mise en service des nouveaux
- 2 équipements est prévue à la fin du mois de mai 2026.

8.5. Suivi du service d'intégration éolienne

- 3 Conformément à la décision D-2020-103²¹, le Distributeur présente le suivi de la production
- 4 éolienne et du SIÉ.

TABLEAU 8.5
COÛT DU SIÉ - 1^{ER} SEPTEMBRE 2024 AU 31 AOÛT 2025

Mois /Année	septembre 2024	octobre 2024	novembre 2024	décembre 2024	janvier 2025	février 2025	mars 2025	avril 2025	mai 2025	juin 2025	juillet 2025	août 2025	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 (\$)	6 567 853	9 049 041	8 769 300	9 049 041	9 049 041	8 173 328	9 036 879	6 567 853	6 786 781	6 567 853	6 786 781	6 786 781	93 190 532
(Art. 10.2) Coûts des erreurs de prévision (\$)	145 206	266 995	375 012	244 633	302 679	233 258	331 052	287 122	220 665	230 738	235 923	177 846	3 051 130
(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	998 794	1 104 321	802 602	829 355	802 602	829 355	829 355	11 388 031
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	695 801	1 133 426	943 695	1 010 708	1 000 839	1 228 141	1 186 830	1 095 019	856 657	838 147	706 934	567 178	11 263 377
Ecart (MWh)	106 801	-27 619	127 927	95 099	104 968	-229 348	-82 509	-292 417	-27 302	-35 545	122 421	262 178	124 654
Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP (\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5 754 018
Coût total (\$)	6 713 059	9 316 036	9 144 312	9 293 675	9 351 721	8 406 586	9 367 931	6 854 975	7 007 446	6 798 590	7 022 704	6 964 627	101 995 680

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.

²¹ Dossier R-4061-2018, décision [D-2020-103](#), paragraphe 161.

| 9. ANNEXE RÉSEAUX AUTONOMES

TABLEAU 9.1
ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES DES RÉSEAUX AUTONOMES POUR 2024

	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	211,6	18,8	192,8	9,8%	12,5	0,3	6,0
Île d'Entrée	0,9	0,2	0,8	25,9%	0,1	0,0	0,0
Sous-total	212,6	19,0	193,6	9,8%	12,7	0,3	6,0
Nunavik							
Akulivik	4,0	0,8	3,2	23,6%	0,3	0,0	0,5
Aupaluk	3,0	0,7	2,3	30,0%	0,1	0,1	0,5
Inukjuak ¹	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Ivujivik	3,0	0,3	2,7	9,6%	0,2	0,1	0,0
Kangihsualujuaq	5,7	0,5	5,2	9,2%	0,2	0,0	0,3
Kangihsujuaq	5,8	0,3	5,5	4,7%	0,2	0,0	0,0
Kangirsuk	4,4	0,3	4,0	7,9%	0,1	0,0	0,2
Kuujuaq	22,3	0,6	21,7	2,6%	0,6	0,0	0,0
Kuujuarapik	12,8	1,1	11,7	9,6%	0,4	0,5	0,2
Puvimituq	13,1	1,0	12,1	8,2%	0,3	0,0	0,7
Quaqtaq ¹	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Salluit	10,1	0,7	9,5	7,1%	0,4	0,0	0,3
Tasiujaq	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Umiujaq	3,8	0,4	3,4	12,7%	0,2	0,0	0,2
Sous-total	87,9	6,5	81,4	8,0%	2,8	0,8	2,9
Basse-Côte-Nord							
Lac-Robertson	67,1	5,8	61,3	9,4%	1,2	0,5	4,1
La Romaine ²	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Port-Menier	4,6	0,4	4,2	8,9%	0,3	0,0	0,1
Sous-total	71,7	6,2	65,6	9,4%	1,5	0,5	4,2
Schefferville	50,6	5,3	45,2	0,1	0,3	0,0	5,0
Haute-Mauricie							
Clova	0,9	0,1	0,7	16,3%	0,0	0,0	0,1
Obedjiwan	15,2	1,2	14,0	8,6%	0,3	0,0	0,9
Sous-total	16,1	1,3	14,7	9,0%	0,3	0,0	1,0
Réseaux autonomes	438,9	38,4	400,5	9,6%	17,5	1,7	19,1

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 2024.

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