

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

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS	7
2. PRÉVISION DE LA DEMANDE	9
2.1. Contexte économique	9
2.2. Prévision des ventes régulières d'électricité	9
2.2.1. <i>Secteur Résidentiel</i>	11
2.2.2. <i>Secteur Commercial</i>	11
2.2.3. <i>Secteur industriel</i>	12
2.3. Prévision des besoins en énergie	13
2.4. Prévision des besoins en puissance	14
2.5. Aléas de la demande	15
2.6. Suivis de décisions	17
2.6.1. <i>Impact du télétravail sur le profil de recharge des véhicules électriques</i>	17
2.6.2. <i>Impact du télétravail sur la consommation</i>	18
2.6.3. <i>Suivi de la trajectoire d'efficacité énergétique pour l'horizon du Plan</i>	18
2.6.4. <i>Suivi sur l'offre LogisVert</i>	19
3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIE	21
3.1. Bilans et stratégie	21
3.2. Approvisionnements inscrits aux bilans	26
4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	29
4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur	29
4.2. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur	29
4.3. Critère de fiabilité en énergie du Producteur	30
4.4. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur	31
5. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	33
5.1. Bilan de puissance	33
5.2. Stratégie d'approvisionnement	34
5.2.1. <i>Interventions en efficacité énergétique</i>	34

5.2.2.	<i>Conversion des réseaux autonomes</i>	36
5.2.3.	<i>Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance</i>	38
6.	COÛTS ÉVITÉS	41
6.1.	Coûts évités sur le réseau principal.....	41
6.1.1.	<i>Coûts évités de fourniture – transport</i>	41
6.1.2.	<i>Coûts évités horaires</i>	42
6.1.3.	<i>Coûts évités de transport et distribution</i>	42
6.2.	Coûts évités des réseaux autonomes.....	43
6.2.1.	<i>Coûts évités de l'énergie</i>	43
6.2.2.	<i>Coûts évités de la puissance</i>	44
6.2.3.	<i>Coûts évités par réseau autonome</i>	44
7.	ANNEXE PRÉVISION DE LA DEMANDE	45
8.	ANNEXE APPROVISIONNEMENT	51
8.1.	Historique des événements importants depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2023-2032.....	53
8.2.	Coût des approvisionnements	54
8.3.	Suivi des conventions d'énergie différée	54
8.4.	Capacités des interconnexions	56
8.4.1.	<i>Capacités de référence des interconnexions</i>	56
8.4.2.	<i>Mise à jour sur les projets</i>	57
8.5.	Suivi du service d'intégration éolienne	58
9.	ANNEXE RÉSEAUX AUTONOMES	59

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Prévion des ventes d'électricité par secteurs de consommation	11
Tableau 2.2 : Prévion des besoins en énergie	14
Tableau 2.3 : Prévion des besoins en puissance par usage à la pointe de l'hiver	15
Tableau 2.4 : Aléa sur les besoins en énergie Écart-type	16
Tableau 2.5 : Aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver Écart-type	16
Tableau 3.1 : Bilan d'énergie Approvisionnements existants	21
Tableau 3.2 : Bilan de puissance Approvisionnements existants	22
Tableau 3.3 : Impact sur le bilan d'énergie des nouveaux approvisionnements prévus	24
Tableau 3.4 : Impact sur le bilan de puissance des nouveaux approvisionnements prévus	25
Tableau 3.5 : Description et contribution des approvisionnements existants	26
Tableau 4.1 : Critère de fiabilité en énergie du Distributeur	29
Tableau 4.2 : Évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance	30
Tableau 5.1 : Marge de puissance par réseau après application du critère de planification	33
Tableau 5.2 : Suivi des interventions en efficacité énergétique par réseau autonome depuis le dépôt du Plan	35
Tableau 6.1 : Profils et coûts évités horaires	42
Tableau 6.2 : Coûts évités par réseau autonome – annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2023	44
Tableau 7.1 : Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2023-2032 écart de prévision des ventes par secteurs de consommation	47
Tableau 7.2 : Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2023-2032 Écart par usages à la pointe de l'hiver ¹	47
Tableau 7.3 : Principales variables démographiques et économiques	48
Tableau 7.4 : Encadrement de la prévision de la demande besoins en énergie	48
Tableau 7.5 : Encadrement de la prévision de la demande besoins en puissance	48
Tableau 7.6 : Comparaison avec le Plan d'approvisionnement 2023-2032 prévision des besoins en énergie	49
Tableau 7.7 : Prévion des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du distributeur	49

Tableau 7.8 Prévion des contributions annuelles en puissance en efficacité énergétique du distributeur	49
Tableau 8.1 : Coût des approvisionnements.....	54
Tableau 8.2 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence - sommaire.....	54
Tableau 8.3 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat de base (350 MW).....	55
Tableau 8.4 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat cyclable (250 MW).....	55
Tableau 8.5 : Capacités d'importation au Québec (en MW) État de la situation pour la période 2023 – 2024	56
Tableau 8.6 : Coût du Contrat - 1 ^{er} septembre 2022 au 31 août 2023	58
Tableau 9.1 : Écarts entre la production et les ventes des réseaux autonomes pour 2022 ...	61

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 : Prévion des ventes régulières au Québec et comparaison par rapport au Plan d'approvisionnement 2023-2032.....	10
Figure 2.2 : Profil horaire moyen de la recharge d'un véhicule électrique au Québec en jour de pointe	17
Figure 8.1 : Carte des interconnexions	57

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS

1 L'État d'avancement 2023 du Plan d'approvisionnement 2023-2032 (l'« État
2 d'avancement 2023 ») constitue le premier suivi depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement
3 2023-2032 (le « Plan »). Le Distributeur en souligne les principaux éléments.

Prévision de la demande

4 L'État d'avancement 2023 s'inscrit dans la continuité des efforts supplémentaires à déployer
5 pour réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Le Distributeur estime que la
6 demande devra augmenter de 150 TWh à 200 TWh pour que le Québec puisse atteindre son
7 engagement de carboneutralité à l'horizon 2050¹. Devant un défi d'une telle ampleur, le
8 Distributeur considère que la préparation des approvisionnements, de même que des réseaux
9 de transport et de distribution, doit s'amorcer dès aujourd'hui afin d'accompagner la province
10 dans une telle transition.

11 Par ailleurs, plusieurs éléments d'importance sont survenus depuis la publication du Plan,
12 notamment :

- 13 • Le renforcement de la norme Véhicules zéro émission (VZE) à la suite de la publication
14 du *Plan de mise en œuvre 2023-2035 du Plan pour une économie verte 2030* qui
15 rehausse la cible de véhicules électriques en 2030 de 1,6 millions à 2 millions ;
- 16 • La décision D-2023-109 de la Régie, rendue dans le cadre de la phase 1 du dossier
17 R-4210-2022, notamment par rapport à la demande du Distributeur de ramener à zéro
18 (0) MW la quantité associée au solde du bloc réservé prévu pour l'alimentation des
19 clients du secteur des Chaînes de blocs ;
- 20 • L'émergence d'initiatives liées à la décarbonation de la province, telles que le
21 programme LogisVert, la publication de règlements municipaux encadrant l'usage du
22 gaz sur leur territoire, de même que des initiatives du gouvernement du Québec (le
23 « gouvernement ») en lien avec la filière des batteries.

24 Les initiatives favorisant la décarbonation de la province expliquent en grande partie la
25 croissance des ventes d'électricité au Québec pour tous les grands secteurs de
26 consommation.

Bilans et stratégie d'approvisionnement

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

¹ Voir à cet effet le site Web suivant :

<https://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/engagement-quebec.asp>.

1 En énergie, le bilan montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les moyens existants, jumelés
2 aux achats prévus sur les marchés de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins
3 anticipés.

4 Le bilan de puissance montre que de nouveaux approvisionnements sont requis à partir de
5 l'hiver 2027-2028, malgré la prise en compte d'une contribution maximale des marchés de
6 court terme revue à la hausse.

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

Réseaux autonomes

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

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

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

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

2.1. Contexte économique

1 L'inflation plus forte qu'anticipée et la résilience économique de plusieurs pays a amené
2 certaines banques centrales, dont la Banque du Canada, à relever davantage les taux d'intérêt
3 au cours des derniers mois.

4 Au Québec, malgré une bonne croissance du PIB réel en 2022 (+2,6 %), l'économie a
5 commencé à montrer des signes d'essoufflement depuis le début de 2023 (+0,5 % de
6 croissance annuelle au premier semestre). La croissance de l'emploi a aussi beaucoup ralenti
7 (+34 000 emplois créés au premier semestre de 2023 contre +83 600 au 2^e semestre de 2022),
8 ce qui a contribué à la remontée graduelle du taux de chômage en première moitié d'année
9 2023. Davantage affectée par la hausse des taux d'intérêt, la construction résidentielle est
10 aussi en forte baisse depuis un an (-44 % en variation annuelle au 1^{er} semestre de 2023).

11 Puisque l'effet des hausses de taux d'intérêt se fera sentir sur plusieurs trimestres, la
12 croissance économique devrait demeurer faible jusqu'en 2024, avant de connaître une légère
13 reprise par la suite.

2.2. Prévision des ventes régulières d'électricité

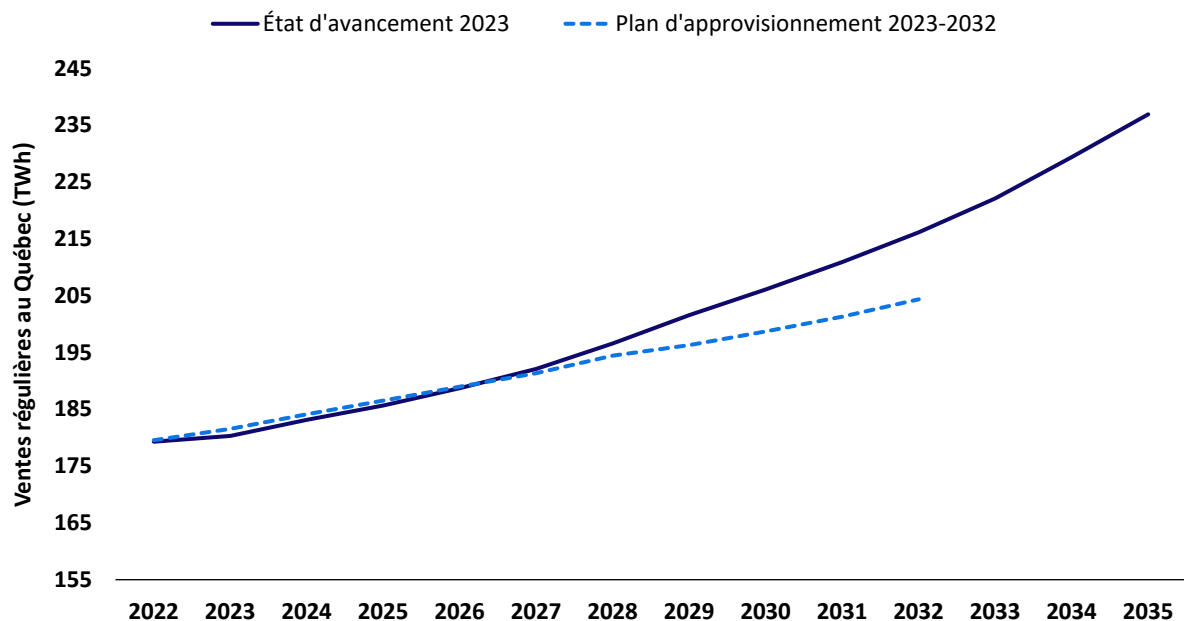
14 Au cours de la dernière année, le Distributeur a complété un exercice visant à estimer la
15 quantité d'énergie requise pour répondre à la demande d'électricité d'un Québec décarboné
16 et prospère à l'horizon 2050. Cet exercice tient compte de l'engagement à long terme que le
17 gouvernement entend prendre pour atteindre la carboneutralité à l'horizon 2050². Ainsi, il
18 estime que par rapport au niveau de 2022, la demande additionnelle devrait s'accroître de
19 150 TWh à 200 TWh, soit près du double du niveau actuel de la demande du Distributeur. Afin
20 de permettre une planification des approvisionnements, de même que des réseaux de
21 transport et de distribution, qui soit compatible avec l'atteinte d'un tel objectif, le Distributeur
22 présente, à l'État d'avancement 2023, une trajectoire de la prévision de la demande pour une
23 période couvrant les années 2022 à 2035 qui est en cohérence avec les ambitions de réduction
24 des émissions de GES du gouvernement. Cette prévision de la demande, sur un horizon
25 dépassant la période couverte par le Plan, intègre les actions supplémentaires visant à réduire
26 l'usage des combustibles fossiles, notamment le renforcement de la norme VZE³, la
27 publication de règlements municipaux encadrant l'usage des énergies fossiles sur leur
28 territoire ou la venue prochaine d'une norme VZE pour le camionnage. Par ailleurs, une part
29 importante de l'effort à venir émane du secteur industriel. En effet, une grande proportion de

² *Supra*, note 1.

³ [Règlement modifiant le Règlement d'application de la Loi visant l'augmentation du nombre de véhicules automobiles zéro émission au Québec afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants](#), (2023), 155 G.O. II, 4244.

- 1 la croissance de la demande est expliquée par la décarbonation de ce secteur. Cela se reflète
- 2 aussi dans le volume plus important de demandes pour supporter des projets visant la
- 3 décarbonation des procédés industriels.
- 4 Bien que les trajectoires des ventes et des besoins à la pointe d'hiver soient présentées sur
- 5 un horizon dépassant la période couverte par le Plan, soit jusqu'à 2035, les écarts par rapport
- 6 au Plan sont quant à eux présentés à l'année 2032.
- 7 Ainsi, le Distributeur anticipe des ventes d'électricité de 216,1 TWh (figure 2.1), soit une
- 8 augmentation de 11,8 TWh sur la période couverte par le Plan.

FIGURE 2.1 :
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET COMPARAISON
PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032



- 9 La comparaison de la prévision de l'État d'avancement 2023 avec celle du Plan montre des
- 10 ventes plus élevées à partir de l'année 2027. Outre une hausse de 1,2 TWh dans le secteur
- 11 résidentiel, pratiquement l'entièreté de la croissance résiduelle est attribuable au secteur
- 12 industriel et ce, principalement en raison de l'accélération de la décarbonation de ce secteur
- 13 permettant d'atteindre l'engagement de carboneutralité en 2050.

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

En TWh	2022 ¹	2023 ²	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Résidentiel	69,9	70,0	71,4	71,7	72,4	73,2	74,5	75,4	76,8	78,2	80,0	81,1	82,5	83,9
Commercial	46,0	46,7	47,3	48,1	49,0	49,9	51,1	52,0	53,1	54,3	55,4	56,4	57,6	59,0
<i>Dont:</i>														
<i>Commercial et institutionnel</i>	39,7	40,3	40,8	41,6	42,4	43,3	44,5	45,4	46,5	47,7	48,8	49,7	51,0	52,3
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	6,2	6,5	6,5	6,5	6,5	6,6	6,6	6,6	6,6	6,6	6,7	6,7	6,7	6,7
Industriel	63,4	63,5	64,4	65,8	67,3	69,0	71,0	74,2	76,2	78,4	80,7	84,6	89,2	94,0
<i>Dont:</i>														
<i>Industriel PME</i>	8,1	7,8	8,1	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
<i>Industriel grandes entreprises</i>	55,4	55,7	56,4	57,8	59,3	61,0	63,0	66,2	68,3	70,4	72,7	76,6	81,2	86,0
<i>Alumineries</i>	25,0	25,8	25,3	25,3	25,4	25,4	25,6	26,0	26,2	26,5	26,6	26,5	26,5	26,5
<i>Pâtes et papiers</i>	10,4	9,6	9,7	10,0	9,9	9,8	9,8	9,8	9,8	9,9	10,0	10,1	10,3	10,5
<i>Pétrole et chimie</i>	4,8	4,7	4,9	5,1	5,4	5,8	6,2	6,6	6,8	7,1	7,5	8,3	9,4	10,7
<i>Mines</i>	4,3	4,3	4,8	5,2	5,8	6,3	6,7	6,9	7,0	7,3	7,5	7,7	7,8	7,9
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	7,0	7,3	7,7	7,9	8,1	8,3	8,6	9,3	9,8	10,3	11,1	12,6	14,3	16,1
<i>Autres industriel grandes entreprises</i>	3,9	4,0	4,0	4,2	4,7	5,3	6,2	7,7	8,5	9,3	10,1	11,5	12,8	14,3
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	179,3	180,3	183,2	185,7	188,7	192,1	196,6	201,6	206,1	210,9	216,1	222,1	229,4	236,9

Notes:

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

² Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2023, normalisées pour les conditions climatiques

2.2.1. Secteur Résidentiel

1 Les ventes prévues au secteur Résidentiel présentent un écart de +1,2 TWh à l'année 2032
 2 par rapport au Plan. Cette hausse s'explique essentiellement par le renforcement de la norme
 3 VZE qui se traduit par une augmentation des ventes à terme de +1,8 TWh, combinée à des
 4 efforts supplémentaires en efficacité énergétique (-0,3 TWh) et des ventes plus faibles
 5 qu'anticipées (-0,3 TWh).

2.2.2. Secteur Commercial

6 Par rapport au Plan, les ventes prévues au secteur Commercial présentent un écart
 7 de -0,3 TWh en 2032. Bien que les ventes prévues associées à l'électrification⁴ des transports
 8 aient augmenté de 1,4 TWh, plusieurs facteurs à la baisse viennent renverser cette
 9 croissance. Une hausse des interventions en efficacité énergétique (-0,7 TWh), un ajustement
 10 de la croissance des conversions prévues (-0,5 TWh) et une réduction des ventes prévues
 11 pour les clients du secteur des Chaînes de blocs en Réseaux municipaux (-0,3 TWh)
 12 expliquent en grande partie la révision à la baisse pour ce secteur.

13 Pour les clients du secteur des Chaînes de blocs desservis par le Distributeur, le solde du bloc
 14 réservé est maintenu à zéro (0) MW sur la période couverte par le Plan, en conformité avec la
 15 décision D-2023-109 de la Régie⁵.

⁴ L'électrification des transports inclut les véhicules automobiles entièrement électriques ou hybrides rechargeables, le transport public, les autobus et les camions électriques.

⁵ Dossier R-4210-2022 Phase 1, décision [D-2023-109](#), par. 293.

2.2.3. Secteur industriel

1 Un écart des ventes de +10,9 TWh est prévu à l'horizon 2032 par rapport au Plan, lequel est
2 attribuable à la révision de la prévision pour les secteurs suivants :

- 3 • **Filière des batteries**

4 La prévision a été ajustée à la hausse de +3,7 TWh à l'horizon 2032 pour refléter la
5 nouvelle réalité locale et internationale de cette industrie. Le positionnement prend en
6 compte les impacts de l'*Inflation Reduction Act* qui constitue un point tournant majeur
7 pour les chaînes d'approvisionnement des constructeurs automobiles. Cette demande
8 accrue entraînera, de l'avis du Distributeur, plusieurs nouveaux investissements
9 industriels au Québec menant au développement de la filière qui regroupera toutes les
10 étapes de fabrication des cellules des batteries.

- 11 • **Décarbonation industrielle**

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

15 Le Distributeur reconnaît que la réalisation de cette trajectoire impliquera d'importants
16 efforts à tous les niveaux, notamment en ce qui concerne l'élaboration d'un cadre
17 législatif approprié, l'atténuation des contraintes de marché, ainsi que l'accélération du
18 développement et de l'adoption des technologies propres. En conséquence, le
19 Distributeur admet qu'au cours de cette période de transition énergétique, une
20 incertitude significative subsiste concernant le niveau et le rythme d'augmentation de
21 la demande en électricité liée à la décarbonation industrielle. De ce fait, dans une
22 optique d'amélioration continue, le Distributeur continuera de suivre l'évolution de la
23 transition énergétique et la réalisation des différents efforts au sein du secteur industriel
24 autant au Québec qu'à l'échelle internationale. Toutefois, il tient à souligner que
25 l'impact de la décarbonation industrielle sur la hausse des ventes devient plus
26 significatif à partir de 2029.

27 Par rapport au Plan, la décarbonation des procédés industriels amène un écart à la
28 hausse de +7,5 TWh à l'horizon 2032, expliqué comme suit :

29 **Alumineries (+1,5 TWh):** sur l'horizon du Plan, les alumineries québécoises
30 auront entamé l'intégration de la technologie ELYSIS dans leur processus de
31 production.

32 **Sidérurgie, fonte et affinage (+1,9 TWh):** augmentation essentiellement liée à la
33 production d'une quantité substantielle d'hydrogène vert. Ce dernier jouera un rôle
34 incontournable dans la décarbonation du procédé industriel, plus particulièrement
35 dans les étapes de réduction du minerai de fer.

1 **Pétrole et chimie (+0,0 TWh):** électrification partielle de la chaleur industrielle
2 dans la filière du plastique ainsi que l'ajout d'électrolyseurs pour la production
3 d'hydrogène vert.

4 **Pâtes et papiers (-0,1 TWh):** remplacement des chaudières à combustibles
5 fossiles par des chaudières électriques couplées à des systèmes de
6 recompression mécanique de vapeur et des pompes à chaleur industrielles,
7 permettant ainsi de minimiser la demande en électricité tout en optimisant
8 l'efficacité énergétique du secteur.

9 **Mines (+0,2 TWh):** production d'hydrogène vert d'ici 2032 pour décarboner le
10 processus de bouletage du minerai de fer.

11 **Autres Industriel grandes entreprises (+4,0 TWh):** électrification importante de
12 la production de chaleur dans les secteurs agroalimentaires et de la transformation
13 du bois. Ces deux secteurs en particulier offrent des perspectives avantageuses
14 pour l'adoption accélérée de technologies efficaces dès le début de la période
15 couverte par le Plan.

2.3. Prévision des besoins en énergie

16 Les besoins en énergie présentés au tableau 2.2 sont composés de la consommation visée
17 par le Plan à laquelle sont ajoutées les pertes prévues sur les réseaux de distribution et de
18 transport. Pour la période 2023-2032, le Distributeur estime que le taux de pertes globales est
19 d'environ 7,3 %. Ce taux est basé sur des conditions climatiques normales et reflète les
20 statistiques de taux de pertes des dernières années. Ainsi, les pertes sont estimées à
21 13,2 TWh en 2023 et atteindront 15,9 TWh en 2032.

22 À l'horizon 2032, les besoins en énergie anticipés atteindront 232,4 TWh, soit une
23 augmentation de 40,0 TWh par rapport au niveau de 2022. Cette hausse des besoins visés
24 par le Plan représente une croissance annuelle moyenne de 1,9 % sur la période 2022-2032.

25 À l'horizon 2032, l'écart entre les besoins annuels en énergie et ceux prévus au Plan est de
26 +12,5 TWh.

TABLEAU 2.2 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2022 ¹	2023 ²	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Ventes Régulières au Québec	179,3	180,3	183,2	185,7	188,7	192,1	196,6	201,6	206,1	210,9	216,1	222,1	229,4	236,9
+ Énergie interruptible	0,2	0,1	0,0	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	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,5	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	180,5	183,3	185,8	188,9	192,3	196,8	201,8	206,4	211,3	216,6	222,6	229,9	237,5
+ Pertes de transport et de distribution	12,9	13,2	13,5	13,6	13,8	14,1	14,4	14,8	15,1	15,5	15,9	16,3	16,8	17,4
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	192,4	193,7	196,8	199,5	202,7	206,4	211,2	216,6	221,5	226,7	232,4	238,9	246,7	254,9
Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2023)	1,6	-1,5												

Notes:

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

² Inclut les ventes publiées au 31 juillet 2023, 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. Prévion des besoins en puissance

1 Comme il s'y était engagé lors de la phase 1 du Plan, le Distributeur traite désormais l'Option
2 d'électricité additionnelle (OÉA) et le Tarif de relance industrielle (TRI) comme des moyens de
3 gestion inscrits au bilan de puissance au même titre que la Tarification dynamique ou Hilo.
4 Ainsi, le Distributeur recommande une certaine vigilance dans l'interprétation des
5 comparaisons entre les données de l'État d'avancement 2023 et celles du Plan, car ces
6 dernières ne sont pas redressées des contributions de l'OÉA et du TRI.

7 À l'horizon 2032, les besoins en puissance anticipés atteindront 45 432 MW, représentant une
8 augmentation de 5 767 MW par rapport au niveau de 2022. Cette augmentation des besoins
9 en puissance équivaut à une croissance annuelle moyenne de 1,4 % sur la période 2022 à
10 2032.

11 En comparaison avec le Plan, les besoins en puissance prévus à la pointe sont en hausse dès
12 l'hiver 2023-2024 (+341 MW) et s'accroissent de façon soutenue jusqu'à l'horizon 2032
13 (+1 736 MW).

14 La prévision des besoins en puissance considère notamment de nouvelles hypothèses
15 relatives à l'impact à la pointe attribuables à la trajectoire de décarbonation industrielle
16 (+1 644 MW) ainsi qu'à l'accélération du développement de la filière batterie (+597 MW).

17 Bien que le renforcement de la norme VZE amène une hausse significative des ventes par
18 rapport au Plan, l'impact à la pointe des véhicules électriques en 2032 est, quant à lui, plus
19 faible de 73 MW. Depuis la publication du Plan, le Distributeur a reçu de nouvelles données
20 de recharge des véhicules électriques qu'il considère représentatives de la nouvelle réalité du
21 télétravail (voir la section 2.6.1 pour plus de détails). Un des constats dégagés par le
22 Distributeur à la suite de l'analyse de ces données est que l'impact unitaire maximal est
23 moindre qu'anticipé au Plan. De plus, une offre présentement en développement et favorisant
24 le déplacement de la recharge durant la nuit est aussi prise en compte dans la prévision. Ces

1 deux éléments contribuent donc à diminuer l'impact des véhicules électriques à la pointe
2 d'hiver.

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

En MW	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Usages¹														
Chauffage des espaces Résidentiel	14 621	14 773	14 950	15 094	15 211	15 299	15 357	15 378	15 367	15 338	15 331	15 333	15 348	15 255
Chauffage des espaces Commercial	3 660	3 677	3 698	3 721	3 739	3 752	3 758	3 757	3 749	3 741	3 738	3 737	3 737	3 708
Eau chaude Résidentiel	2 015	2 037	2 056	2 060	2 069	2 079	2 096	2 100	2 110	2 122	2 140	2 144	2 156	2 169
Industriel	9 417	9 420	9 461	9 570	9 630	9 682	9 702	9 682	9 660	9 655	9 657	9 699	9 793	9 888
Décarbonation des procédés industriels	0	1	35	89	156	242	327	763	1 058	1 352	1 644	2 198	2 757	3 315
Filière batterie	0	0	5	75	150	235	359	503	535	556	597	629	663	700
Centres de données	127	137	153	172	244	317	389	462	532	594	647	649	655	660
Chaînes de blocs ²	211	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287	287
Serres	186	203	236	269	286	317	343	352	368	369	387	388	406	407
Véhicules électriques	90	110	132	168	229	319	456	664	932	1 299	1 726	2 140	2 549	2 922
Photovoltaïque	0	0	-1	-2	-3	-5	-5	-6	-7	-7	-6	-6	-5	-5
Autres usages	9 339	9 190	9 449	9 343	9 305	9 286	9 261	9 298	9 334	9 334	9 284	9 291	9 338	9 589
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	39 665	39 835	40 461	40 844	41 302	41 809	42 331	43 240	43 925	44 639	45 432	46 490	47 683	48 895
<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

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

- 6 • Aléa climatique ; et
- 7 • Aléa sur la demande prévue à conditions climatiques normales.

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

10 Par rapport au Plan, les écarts-types associés à l'aléa global en énergie des scénarios fort et
11 faible ont été revus à la hausse principalement sur l'horizon 2026-2028. Dans une moindre
12 mesure, l'aléa global en puissance a aussi été revu à la hausse (tableaux 2.4 et 2.5).

13 Les changements apportés à l'aléa global en énergie s'expliquent surtout par la part
14 grandissante de la décarbonation du secteur industriel dans le scénario de croissance de la
15 demande en énergie au Québec. L'incertitude associée au développement de ce secteur
16 entraîne une pression importante sur les aléas, et ce, autant à la hausse qu'à la baisse.

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

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028
Écart type - Scénario Faible					
<i>Aléa climatique</i>	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9
<i>Aléa sur la demande</i>	2,3	3,3	3,4	3,6	3,8
<i>Aléa global</i>	3,6	4,3	4,4	4,6	4,8
Écart type - Scénario Fort					
<i>Aléa climatique</i>	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9
<i>Aléa sur la demande</i>	2,1	2,5	3,7	4,8	6,1
<i>Aléa global</i>	3,5	3,8	4,6	5,6	6,7

- 1 Pour les mêmes raisons, l'aléa global en puissance est revu à la hausse. L'impact est toutefois
- 2 moindre sur la demande en puissance puisque la demande associée à la décarbonation
- 3 industrielle est relativement moindre en puissance qu'en énergie.

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

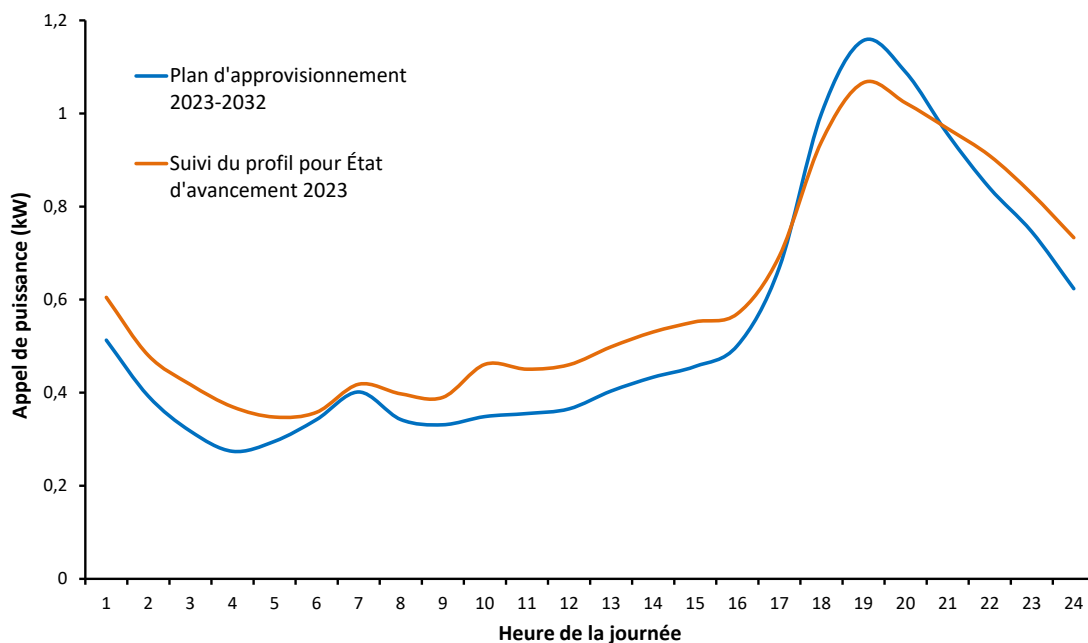
En MW	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027
Écart type - Scénario Faible				
<i>Aléa climatique</i>	1 760	1 780	1 800	1 820
<i>Aléa sur la demande</i>	540	700	770	860
<i>Aléa global</i>	1 840	1 910	1 960	2 020
Écart type - Scénario Fort				
<i>Aléa climatique</i>	1 760	1 780	1 800	1 820
<i>Aléa sur la demande</i>	550	660	800	950
<i>Aléa global</i>	1 840	1 900	1 970	2 060

2.6. Suivis de décisions

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

1 Conformément aux demandes de la Régie contenues dans ses décisions D-2019-027⁶ et
2 D-2020-055⁷, la figure 2.2 présente la mise à jour du profil moyen de la recharge d'un véhicule
3 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 la pandémie de la COVID-19, le profil de recharge moyen d'un véhicule électrique lors
5 de journées de pointe a évolué. La prévalence du télétravail semble responsable d'une partie
6 de cette tendance. Lors de la préparation du Plan, le Distributeur avait inféré le profil de
7 recharge en ajustant le profil observé en période de confinement pour refléter un retour partiel
8 vers le profil de recharge observé avant mars 2020. Selon le profil de recharge observé à partir
9 des données les plus récentes disponibles, soit se terminant au 31 août 2022, le Distributeur
10 remarque que :

- 11 • Les périodes en début et en fin de journée se rapprochent du profil de recharge
- 12 pré-pandémique ;
- 13 • La recharge en milieu de journée et durant la nuit continue sa croissance ; et

⁶ Dossier R-4057-2018 phase 1, décision [D-2019-027](#), par. 290.

⁷ Dossier R-4100-2019, décision [D-2020-055](#), par. 111.

- 1 • La pointe coïncidente de recharge des véhicules électriques est légèrement inférieure
2 à celle observée en période de confinement.

3 Globalement, l'énergie consommée par un véhicule électrique lors des journées de pointe est
4 plus importante que ce qui avait été considéré au Plan. Puisqu'il croit que les effets du
5 télétravail ne sont pas encore stabilisés, le Distributeur maintiendra le suivi de la recharge des
6 véhicules électriques. De plus, il surveillera l'adhésion des clients faisant partie de l'échantillon
7 des données de recharge aux offres de gestion de la demande de puissance en vigueur ou
8 qui seront mises en place dans les prochaines années.

9 Enfin, comme demandé par la Régie dans sa décision D-2023-109⁸, le Distributeur poursuivra,
10 au cours des prochaines années, ses analyses relativement à l'impact du télétravail sur le
11 profil de recharge des véhicules électriques et fera état de l'avancement de ses travaux dans
12 le cadre des prochains rendez-vous réglementaires en lien avec les plans
13 d'approvisionnements.

2.6.2. Impact du télétravail sur la consommation

14 Lors de la phase 1 du Plan, le Distributeur annonçait⁹ qu'il allait présenter l'avancement de
15 son analyse relativement à l'impact du télétravail sur la consommation de ses clients dans le
16 cadre de l'État d'avancement 2023. Or, il soumet qu'il poursuit toujours ses analyses en lien
17 avec ce suivi.

18 Tel que demandé par la Régie dans sa décision D-2023-109¹⁰, le Distributeur poursuivra, au
19 cours des prochaines années, ses analyses relativement à l'impact à long terme du télétravail
20 sur les comportements de consommation des clients. Il fera état de l'avancement de ses
21 travaux dans le cadre des prochains rendez-vous réglementaires en lien avec les plans
22 d'approvisionnements.

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

23 Tel qu'il l'avait mentionné en audience et conformément à la décision D-2023-109, le
24 Distributeur présente une mise à jour intérimaire de la trajectoire d'efficacité énergétique pour
25 l'horizon du Plan¹¹. Celui-ci précise qu'il a rehaussé sa planification des interventions en
26 efficacité énergétique de 1,3 TWh à l'horizon 2032, l'amenant à 10,2 TWh.

27 De plus, le Distributeur présente en annexe (voir les tableaux 7.7 et 7.8) les informations en
28 lien avec l'efficacité énergétique demandées par la Régie dans sa décision D-2023-109¹².

⁸ Décision [D-2023-109](#), par. 118.

⁹ Pièce HQD-2, document 2 ([B-0009](#)), pp. 37-38.

¹⁰ Décision [D-2023-109](#), par. 120.

¹¹ Décision [D-2023-109](#), par. 97.

¹² *Ibid.*

2.6.4. Suivi sur l'offre LogisVert

1 Dans sa décision D-2023-109¹³, la Régie demande au Distributeur de déposer dans les états
2 d'avancement du Plan, un compte rendu du déploiement de la nouvelle offre LogisVert
3 (« LogisVert »), dont les mesures et technologies destinées à la clientèle résidentielle. La
4 présente section fait état de ce suivi.

5 Le Distributeur souligne que LogisVert sera lancée dans les prochains mois¹⁴. Cette dernière
6 constitue un programme d'aide financière conçu notamment pour diverses clientèles du
7 secteur résidentiel, qui favorise la mise en place de mesures d'efficacité énergétique.

8 Dans le cadre de LogisVert, plus de 20 mesures d'efficacité énergétique seront offertes. Les
9 guides de participation pour chacun des trois volets qui seront visés, soit le volet « Clientèle
10 résidentielle »¹⁵, le volet « Entreprise d'installation » et le volet « Entreprise de construction »,
11 présentent l'ensemble des mesures admissibles, les appuis financiers et les différents rabais
12 additionnels. À titre d'exemples :

- 13 • Pour le volet « Clientèle résidentielle », les mesures offertes visent notamment les
14 thermopompes efficaces, l'isolation du toit avec calfeutrage, les sècheuses à
15 pompe à chaleur, les cuisinières à induction, les pompes efficaces et les capteurs
16 solaires thermiques pour la piscine ;
- 17 • Pour le volet « Entreprise d'installation »¹⁶, les mesures offertes visent la
18 géothermie et les accumulateurs de chaleur ;
- 19 • Pour le volet « Entreprise de construction »¹⁷, les mesures offertes visent
20 notamment les thermopompes à très haute efficacité, les échangeurs d'air
21 EnergyStar, les accumulateurs de chaleur, la géothermie et les capteurs solaires
22 thermiques pour eau chaude.

23 Le Distributeur estime que LogisVert devrait contribuer pour la majorité des économies
24 d'énergie qui seront réalisées pour les prochaines années dans le secteur résidentiel.

¹³ Décision [D-2023-109](#), par. 98.

¹⁴ Voir la [page Web](#) dédiée à cette offre pour plus de détails.

¹⁵ Voir le [guide de participation](#) pour le volet « Clientèle résidentielle ».

¹⁶ Voir le [guide de participation](#) pour le volet « Entreprise d'installation ».

¹⁷ Voir le [guide de participation](#) pour le volet « Entreprise 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 tableaux
3 3.3 et 3.4 présentent l'impact sur ces derniers des nouveaux approvisionnements prévus.
4 En cohérence avec l'horizon de la prévision de la demande à la section précédente, le
5 Distributeur présente les bilans à l'horizon 2035. Ces bilans appuieront la planification des
6 approvisionnements, de même que des réseaux de transport et de distribution.

TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS	196,8	199,5	202,7	206,4	211,2	216,6	221,5	226,7	232,4	238,9	246,7	254,9
APPROVISIONNEMENTS												
Approvisionnement existants												
Électricité patrimoniale utilisée	176,2	177,6	178,9	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	4,4	0,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Énergie rappelée - HQP	0,2	0,9	1,1	1,1	-	-	-	-	-	-	-	-
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	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,1	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	11,4	11,7	14,5	14,3	13,9	13,5	13,4	12,6	9,8	7,9	6,0
Cogénération et petite hydraulique (2)	2,9	2,9	2,9	2,9	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	2,1	2,6	3,4	5,5	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
▪ Hiver	1,9	2,4	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
▪ Hors hiver	0,1	0,2	0,4	2,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	1,1	8,0	14,1	19,4	24,8	31,3	40,7	50,4	60,5
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	2,7	1,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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

Note (2) : Excluant les centrales de la chute du Quatre Mille, de la chute du Six Mille et Manouane Sipi.

TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE
APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars)	2023-	2024-	2025-	2026-	2027-	2028-	2029-	2030-	2031-	2032-	2033-	2034-
En MW	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS À LA POINTE	40 461	40 844	41 302	41 809	42 331	43 240	43 925	44 639	45 432	46 490	47 683	48 895
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	4 085	4 256	4 376	4 588	4 669	4 749	4 829	4 909	4 989	5 105	5 236	5 369
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	44 546	45 100	45 678	46 397	46 999	47 988	48 754	49 548	50 421	51 595	52 920	54 265
APPROVISIONNEMENTS												
Approvisionnement 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	37 442
Contrats avec HQP	1 400	1 797	1 900	2 059	659	659	659	659	659	659	659	659
▪ Base et cyclable	600	600	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0
▪ Puissance rappelée	300	697	800	800	0	0	0	0	0	0	0	0
▪ Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500	500
▪ A/O 2021-01 - HQP	0	0	0	159	159	159	159	159	159	159	159	159
Autres contrats de long terme	1 918	1 918	1 927	2 341	2 248	2 142	2 085	2 075	1 998	1 753	1 325	1 054
▪ Éolien (1)	1 486	1 486	1 486	1 900	1 860	1 816	1 763	1 763	1 699	1 487	1 058	804
▪ Cogénération	328	328	337	337	285	222	219	219	219	211	211	211
▪ Petite hydraulique (2)	103	103	103	103	103	103	103	94	80	55	55	39
Gestion de la demande de puissance	1 943	2 152	2 424	2 580	2 744	2 927	2 990	3 044	3 055	3 055	3 055	3 055
▪ Électricité interruptible	983	1 004	1 046	1 057	1 057	1 078	1 099	1 099	1 099	1 099	1 099	1 099
▪ GDP Affaires	568	611	675	707	750	782	825	879	889	889	889	889
▪ Tarification dynamique	297	371	445	445	445	445	445	445	445	445	445	445
▪ Hilo	95	166	257	370	491	621	621	621	621	621	621	621
Autres moyens	753	762	770	778	787	794	794	795	796	797	798	799
Puissance additionnelle requise												
Contribution des marchés de court terme	1 100	1 050	1 200	1 200	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres approvisionnements requis	0	0	0	0	1 600	2 500	3 300	4 050	4 950	6 400	8 150	9 750

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.

Note (2) : Excluant les centrales de la chute du Quatre Milles, de la chute du Six Milles et Manouane Sipi.

1 Le Distributeur mentionne avoir révisé son utilisation des conventions d'énergie différée
2 et rappelée. À cet effet, des quantités ont été réservées auprès d'Hydro-Québec dans ses
3 activités de production d'électricité (le « Producteur ») pour les hivers 2024-2025,
4 2025-2026 et 2026-2027, tel que présenté aux tableaux 8.2 à 8.4.

5 En énergie, jusqu'en 2026 inclusivement, les moyens planifiés, jumelés aux achats prévus
6 sur les marchés de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins anticipés.

7 Le besoin pour de nouveaux approvisionnements en puissance apparaît à partir de l'hiver
8 2027-2028, malgré la prise en compte d'une contribution maximale des marchés de court
9 terme revue à la hausse, telle que présentée ci-dessous.

10 Afin de répondre aux besoins en énergie et en puissance, le Distributeur présente une
11 stratégie d'approvisionnement composée de divers moyens :

- 12 • **Efficacité énergétique** : le Distributeur continuera de travailler de concert avec
13 les parties prenantes pour activer les leviers et moyens lui permettant d'établir des
14 cibles en efficacité énergétique plus ambitieuses, qui se rapprocheront du plein
15 potentiel technico-économique réalisable ;
- 16 • **Gestion de la demande de puissance (GDP)** : une analyse des tarifs et des
17 moyens de GDP est présentement en cours et pourrait mener à la présentation de
18 propositions permettant d'aller chercher davantage d'adhérents et de volumes de

1 puissance, propositions que le Distributeur prévoit présenter dans le cadre du
2 prochain dossier tarifaire ;

3 • **Maintien de l'approvisionnement de certains contrats venant à échéance** : le
4 Distributeur travaille actuellement à l'établissement de stratégies visant le maintien
5 des approvisionnements associés à plusieurs contrats d'approvisionnement en
6 électricité arrivant à échéance au cours des prochaines années et provenant des
7 filières éolienne, de cogénération et des petites centrales hydrauliques. Aux fins
8 du calcul des quantités inscrites aux tableaux 3.3 et 3.4, le Distributeur considère
9 le potentiel énergétique total de cette mesure, pour les contrats prenant fin sur la
10 période 2026 à 2035 ;

11 • **Partage de réserve et profondeur des marchés de puissance** : le Distributeur
12 planifie un rehaussement de la contribution maximale reconnue des marchés de
13 court terme en puissance, actuellement établie à 1 100 MW, dont 200 MW de
14 partage de réserve, pour l'établir à 1 500 MW à partir de l'hiver 2024-2025,
15 notamment en raison de la profondeur des marchés de puissance (UCAP) et d'un
16 nouveau protocole d'entente en vertu duquel le Québec et l'Ontario procéderont à
17 un échange saisonnier de puissance de 600 MW ;

18 • **Acquisition de nouveaux approvisionnements** : le Distributeur prévoit avoir
19 recours à des approvisionnements additionnels qui seront obtenus soit par des
20 appels d'offres de long terme, ou des appels d'offres de court terme (contrats d'une
21 durée de moins d'un an). Selon le profil des besoins, les produits visés seront à la
22 fois de l'énergie et de la puissance hivernales (base hivernale) et de l'énergie sur
23 une base annuelle avec la puissance associée¹⁸. Les mises en service pour ces
24 différents approvisionnements s'échelonneront entre les automnes 2027 et 2030.

25 Les tableaux 3.3 et 3.4 reflètent l'impact de certains des éléments énumérés ci-dessus.
26 Le détail de cette stratégie d'approvisionnement est présenté dans la preuve déposée en
27 phase 2 du Plan¹⁹.

¹⁸ Aux fins du calcul de l'énergie associée aux approvisionnements toutes sources, l'hypothèse d'un approvisionnement de source éolienne a été posée. Toutefois, les quantités d'énergie réelles dépendront ultimement du type d'approvisionnement retenu.

¹⁹ Voir à cet effet, dossier R-4210-2022 Phase 2, pièce HQD-1, document 1.

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

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
BESOINS RÉSIDUELS	2,1	2,6	3,4	6,6	14,0	20,1	25,4	30,8	37,3	46,7	56,4	66,5
APPROVISIONNEMENTS												
Nouveaux approvisionnements prévus												
Approvisionnements issus de projets existants (1)	-	-	-	0,5	1,2	1,8	2,2	3,0	3,3	6,2	8,1	10,0
• Projets éoliens (2)	-	-	-	0,4	0,7	1,0	1,4	2,1	2,4	5,1	7,0	8,9
• Projets de cogénération	-	-	-	0,1	0,5	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9
• Projets de PCH	-	-	-	-	-	-	-	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3
A/O 2023 - Éolien (2)	-	-	-	0,1	1,7	3,2	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6
Approvisionnements de court terme (3)	-	-	-	1,0	4,1	3,0	-	-	-	-	-	-
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	2,1	7,1	13,9	19,4	19,4	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	15,3	15,3	15,3	15,3
Énergie additionnelle requise												
Contribution des marchés de court terme	2,1	2,6	3,4	4,9	5,0	4,9	4,7	3,8	6,0	6,0	6,0	6,0
• Hiver	1,9	2,4	2,9	3,0	2,6	2,7	2,7	2,4	3,0	3,0	3,0	3,0
• Hors hiver	0,1	0,2	0,4	2,0	2,4	2,2	2,0	1,4	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres approvisionnements requis	-	-	-	-	-	-	-	-	4,0	10,5	18,3	26,5
Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)	2,7	1,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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 (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	2032- 2033	2033- 2034	2034- 2035
BESOINS RÉSIDUELS	1 100	1 050	1 200	1 200	3 100	4 000	4 800	5 550	6 450	7 900	9 650	11 250
APPROVISIONNEMENTS												
Nouveaux approvisionnements prévus												
Approvisionnement issu 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
A/O 2023 - Éolien (2)	-	-	-	-	200	400	600	600	600	600	600	600
Approvisionnement de court terme (3)	-	-	-	-	1 400	1 400	-	-	-	-	-	-
• 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	1 100	1 050	1 200	1 150	1 350	1 200	1 300	1 250	1 500	1 500	1 500	1 500
Autres approvisionnements requis	0	0	0	0	0	0	0	0	550	1 750	3 100	4 400

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 1,1 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 1 900 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	Quarante-cinq (45) contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres, incluant les appels d'offres 2021-01 et 2021-02.	Jusqu'à 14,5 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 (incluant la bonification)	Options tarifaires offertes aux clients de moyenne et de grande puissance (tarifs M, G9, L ou LG). Un crédit est offert aux clients qui acceptent de réduire leur production en pointe, à la demande du Distributeur.	–	Atteint 1 099 MW
	Des modifications visant à rehausser la contribution de ces options sont planifiées. Les démarches pour ce faire sont en cours		
GDP Affaires (incluant la bonification)	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 889 MW
	Des modifications visant à rehausser la contribution de ces options sont planifiées. Les démarches pour ce faire sont en cours.		
Tarification dynamique	Options de tarification dynamique 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 445 MW
	Les clients inscrits peuvent réaliser des économies en réduisant leur consommation d'électricité, en période de pointe, à la demande du Distributeur.		
Hilo	Hilo constitue l'offre d'immoïque et de domoïque 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.	–	Atteint 621 MW

Moyens	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Autres moyens			
Service non ferme Chaînes de blocs	<p>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.</p> <p>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.</p>	Atteint 0,1 TWh	<p>Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs</p> <p>Jusqu'à 270 MW</p>
Abaissement de tension	Moyen de dernier recours à la disposition du Distributeur. Une validation de la contribution en puissance est réalisée à chaque année 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 280 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	<p>Contribution en puissance des marchés de court terme voisins et québécois via produits de puissance (UCAP) ou partage de réserve.</p> <p>Cette évaluation repose notamment sur la capacité des interconnexions et les contraintes techniques et commerciales.</p>	-	Jusqu'à un maximum de 1 500 MW

4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

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

3 Satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen
4 à cinq ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-
5 vis des marchés de court terme hors Québec, une dépendance supérieure à 6 TWh par
6 année.

TABLEAU 4.1 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2024	2025	2026	2027	2028
Achats d'énergie	2,1	2,6	3,4	6,6	14,0
+ Aléa d'un écart-type	3,5	3,8	4,7	5,6	6,7
Achats + 1 écart-type <small>(scénario de référence)</small>	3,8	4,7	7,3	12,2	20,7
Achats + 1 écart-type <small>(avec approvisionnements prévus)</small>	3,8	4,7	7,3	10,6	11,7

7 L'ajout d'un aléa d'un écart-type représente 5,6 TWh en 2027 et 6,7 TWh en 2028. En
8 considérant le scénario intégrant les nouveaux approvisionnements prévus, les achats
9 d'énergie prévus atteignent alors 10,6 TWh sur une base annuelle en 2027 et 11,7 TWh sur
10 une base annuelle en 2028. Le Distributeur estime que, de ces quantités, des volumes d'au
11 moins 4,6 TWh en 2027 et 5,7 TWh en 2028 pourraient être acquis auprès du Producteur,
12 donc à l'intérieur de la zone d'équilibrage du Québec. En conséquence, le volume qui devrait
13 alors être acquis sur les marchés hors Québec se situe sous les 6 TWh établis dans le critère
14 de fiabilité pour les années 2027 et 2028.

4.2. 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 3.2. 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 année²⁰.

²⁰ [NPCC, Regional Reliability Reference Directory #1 Design and Operation of the Bulk Power System.](#)

- 1 Le niveau de réserve requise pour assurer le respect du critère de fiabilité varie en fonction du
2 niveau des besoins à satisfaire, des aléas de la demande, ainsi que des caractéristiques des
3 ressources déployées par le Distributeur.
- 4 Le taux de réserve correspond au ratio entre la réserve requise pour respecter le critère de
5 fiabilité en puissance et les besoins à la pointe.

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%

- 6 La méthode d'établissement de la réserve est la même que celle utilisée lors du Plan, laquelle
7 prend en compte les modalités de chaque moyen de gestion et les caractéristiques des
8 différentes ressources du Distributeur de façon endogène. Pour les années 2033 à 2035, qui
9 dépassent l'horizon couvert par le Plan, le Distributeur a appliqué le taux de réserve de 2032.
- 10 Le taux de réserve du Distributeur est plus élevé que celui du Plan pour l'année courante et
11 les années suivantes notamment en raison d'un léger rehaussement des aléas ainsi que de
12 l'intégration de l'OÉA et du TRI comme moyens de GDP. Ces moyens, dont la contribution
13 était auparavant prise en compte implicitement dans les besoins en puissance à la pointe
14 d'hiver, contribuent désormais au taux de réserve global, comme les autres moyens de GDP.
- 15 La contribution des moyens de GDP étant désormais endogène à l'analyse statistique de la
16 fiabilité en puissance, le taux de réserve d'un moyen de gestion donné, isolé des autres
17 variables du modèle de fiabilité, ne reflète pas adéquatement la valeur de ce moyen dans le
18 bilan du Distributeur. Pour cette raison, le Distributeur considère qu'il n'est plus pertinent de
19 présenter le taux de réserve individuel de chacun des moyens de GDP dans le cadre du Plan
20 et de ses états d'avancement.

4.3. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

- 21 La plus grande part des approvisionnements du Distributeur provient de l'électricité
22 patrimoniale fournie par le Producteur, dont le parc de production est essentiellement
23 hydraulique. Le Distributeur doit donc s'assurer que son principal fournisseur est en mesure
24 de répondre à ses obligations tout en respectant les standards de fiabilité acceptés par la
25 Régie.
- 26 Dans sa décision D-2017-140 relative au *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, la Régie a
27 reconduit le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par le
28 Producteur, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit

- 1 éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre
- 2 années consécutives.
- 3 Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès de son fournisseur.
- 4 Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août et novembre de
- 5 chaque année.

4.4. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur

- 6 Le Producteur rend compte de la fiabilité en puissance de ses approvisionnements au début
- 7 de chaque hiver. Une attestation à cet effet est déposée à la Régie dans le cadre des suivis
- 8 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 RÉSEAU
APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) en kW	2023 - 2024	2024 - 2025	2025 - 2026	2026 - 2027	2027 - 2028	2028 - 2029	2029 - 2030	2030 - 2031	2031 - 2032
Îles-de-la-Madeleine									
Cap-aux-Meules	1 080	972	940	1 184	1 232	1 296	1 384	1 402	1 338
L'Île-d'Entrée	512	513	513	513	513	512	512	511	510
Nunavik									
Akulivik	385	367	353	339	325	311	297	282	267
Aupaluk ⁽¹⁾	896	865	850	840	361	349	338	327	317
Inukjuak ⁽²⁾⁽³⁾	215	1 964	1 927	1 883	1 836	1 786	1 736	1 681	1 621
Iujivik	496	488	479	469	459	450	440	430	419
Kangiqaualujuaq	160	144	129	108	87	64	42	284	260
Kangiqaqjuaq ⁽¹⁾	838	820	803	782	760	585	564	543	520
Kangirsuk	21	7	3	(0)	(5)	454	448	443	436
Kuujuaq	134	50	(12)	(67)	942	857	773	686	594
Kuujuarapik ⁽¹⁾	1 191	525	502	480	459	438	418	395	369
Puvimutuk	191	146	97	1 783	1 732	1 680	1 628	1 575	1 519
Quaqtaq ⁽¹⁾	682	607	594	580	566	551	536	521	503
Salluit ⁽¹⁾	929	911	879	847	813	780	746	711	673
Tasiujaq ⁽¹⁾	392	431	425	417	409	401	393	386	377
Umiujaq	136	119	104	89	74	59	44	28	420
Basse Côte-Nord									
Lac-Robertson	1 341	1 298	1 258	1 219	1 181	1 142	1 104	1 063	1 020
Port-Menier	375	370	364	358	352	346	339	332	325
Schefferville									
Schefferville	948	834	713	601	497	392	299	208	113
Haute-Mauricie									
Clova ⁽¹⁾	(5)	233	234	233	231	229	227	225	223
Obedjwan ⁽²⁾	110	56	(3)	1 252	1 152	1 087	998	916	832

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

2. Inclut l'option d'électricité interruptible.

3. Raccordement de la centrale hydroélectrique privée prévue en 2023.

1 Quelques changements sont à signaler depuis le dépôt du Plan :

- 2 • En accord avec la décision de la Régie ([D-2022-109](#)) dans laquelle elle rejette la
3 stratégie de conversion proposée par le Distributeur visant le raccordement du réseau
4 des IDLM et maintient la stratégie d'approvisionnement actuelle, la prévision de la
5 demande du réseau de Cap-aux-Meules reflète la levée du moratoire et un maintien
6 de l'offre du PUÉE sur toute la période. Ce changement permet ainsi un retour à
7 l'équilibre quant au bilan de puissance.
- 8 • La puissance de la génératrice d'urgence planifiée pour le réseau d'Aupaluk sera
9 quelque peu supérieure, ce qui explique un bilan plus favorable en début de période.
- 10 • La puissance d'exploitation du groupe n° 1 de Kangiqsujuaq a été révisée légèrement
11 à la baisse, ce qui explique une diminution de la marge sur l'horizon du Plan.
- 12 • Le projet d'augmentation de puissance à Kuujjuaq est décalé d'un an et désormais
13 planifié pour la pointe 2027-2028. Le Distributeur envisage l'utilisation d'une
14 génératrice d'urgence pour combler le déficit en puissance.
- 15 • La construction de la centrale de Tasiujaq accuse un retard. Sa mise en service
16 s'effectuera en 2024, plutôt qu'en 2023. La génératrice d'urgence sera maintenue en
17 place pour la pointe 2023-2024.

18 Un léger déficit en puissance s'inscrit aussi pour le réseau de Kangirsuk. Le Distributeur évalue
19 actuellement la nécessité d'ajouter une génératrice d'urgence pour ce réseau.

20 Bien qu'un léger déficit en puissance apparaisse pour le réseau de Clova, le Distributeur
21 rappelle qu'une génératrice d'urgence y est en place. Cette dernière n'est toutefois pas reflétée
22 au bilan pour le moment, compte tenu de l'impossibilité de synchronisation des groupes diesel.
23 La fiabilité de ce réseau s'en trouve néanmoins améliorée.

24 Finalement, le réseau d'Obedjiwan présente un léger déficit en puissance qui sera corrigé avec
25 l'arrivée de la centrale à la biomasse.

5.2. Stratégie d'approvisionnement

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

5.2.1. Interventions en efficacité énergétique

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

1 Le tableau 6.3, présenté en phase 1 du Plan²¹, fait état des principales interventions en
 2 efficacité énergétique pour lesquelles le lancement était prévu au cours des premières années
 3 de l'horizon du Plan. Le tableau 5.2 présente une mise à jour des interventions identifiées au
 4 Plan.

TABLEAU 5.2 :
SUIVI DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PAR RÉSEAU AUTONOME
DEPUIS LE DÉPÔT DU PLAN

Réseau	Interventions prévues au Plan et autres
Nunavik	<ul style="list-style-type: none"> • 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. Le Distributeur analyse présentement les résultats et déterminera, en fonction de ceux-ci, la suite à donner à ce projet. • Analyse en cours pour la mise en place, dans une école primaire du Nunavik, d'un projet pilote qui vise, dès un jeune âge, la sensibilisation à une meilleure consommation de l'électricité. • Audits énergétiques en cours dans les bâtiments commerciaux et institutionnels pour l'implantation de mesures potentielles d'efficacité énergétique au Nunavik. Les rapports sont attendus en début 2024.
Haute-Mauricie	<ul style="list-style-type: none"> • En vertu des analyses énergétiques réalisées pour la scierie d'Obedjiwan, Hydro-Québec en collaboration avec le client, ont mis en place les mesures les plus pertinentes. • Initiative d'identification de mesures d'efficacité énergétique pour l'ensemble des clientèles, de même que leur implantation à Clova sont reportées à une date à déterminer.
Îles-de-la-Madeleine	<ul style="list-style-type: none"> • Levée du moratoire imposé au PUEÉ depuis 2018 pour toute la clientèle des Îles-de-la-Madeleine (IDL) à la suite de l'annonce, au printemps 2023, du report de raccordement des IDLM au réseau intégré. Par ailleurs, le Distributeur prévoit analyser de nouvelles stratégies permettant une réduction de la consommation et de l'appel de puissance chez la clientèle. • Prolongation du projet pilote <i>Thermopompes efficaces</i> jusqu'en 2025 pour y inclure des actions de sensibilisation afin d'en optimiser leur usage et de maximiser les économies d'énergie et pour augmenter le nombre d'adhérents.

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

Réseau	Interventions prévues au Plan et autres
	<ul style="list-style-type: none"> • Évaluation de la possibilité de revoir à la hausse les incitatifs financiers pour les projets affaires afin d'encourager plus fortement l'implantation de mesures d'efficacité énergétique. • Maintien des discussions avec Mines Seleine en vue d'identifier et d'implanter des mesures d'efficacité énergétique.
Tous	<ul style="list-style-type: none"> • Poursuite des campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale et à l'importance d'une consommation judicieuse en hiver auprès de la population des réseaux autonomes. • Renouvellement du concours « Cet hiver, j'adapte mes habitudes! » pour la même période que l'an dernier, soit du début décembre à la fin mars. • Réception, pour l'année 2023, d'environ dix projets en efficacité énergétique soumis dans le cadre du programme <i>Solutions efficaces</i> par des clients affaires en réseaux autonomes. • Lancement du programme LogisVert dans les prochains mois²².

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 progressent²³.

Nunavik

6 En ce qui a trait au Nunavik, le Distributeur a des échanges réguliers avec Les énergies Tarquti
 7 inc. (Tarquti) relativement au développement des premiers projets d'énergie renouvelable
 8 communs.

9 Dans l'intervalle, Tarquti poursuit son travail de préparation, notamment le déploiement de
 10 nouvelles tours de mesure de vent d'ici la fin de 2023, en plus de poursuivre les activités
 11 d'engagement communautaire. À cet égard, Tarquti, de concert avec la corporation foncière
 12 Pituvik d'Inukjuak, a récemment tenu un symposium²⁴ à Inukjuak qui portait sur les énergies
 13 renouvelables au Nunavik et qui rassemblait des représentants des 14 communautés et
 14 différents organismes clé pour la conversion du Nunavik. Le Distributeur est confiant que cet
 15 événement contribuera à faire progresser les projets qu'il développe en partenariat avec
 16 Tarquti.

²² Voir à cet effet la section 2.6.4 du présent document.

²³ Dossier R-4210-2022 Phase 1, N.S. vol 2, pièce [A-0051](#), pp. 115 et 116.

²⁴ <https://tarquti.ca/sillitik/>

Quaqtaq

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

Tasiujaq

2 La construction de la nouvelle centrale au diesel, qui intégrera de l'énergie solaire, progresse.
3 Sa mise en service est retardée en 2024, à la suite des retards de construction. Une intégration
4 plus importante d'énergie renouvelable dans ce réseau pourrait se faire dans un deuxième
5 temps en partenariat avec Tarquti.

Inukjuak

6 Les travaux de construction de la centrale hydroélectrique se sont terminés à l'été 2023. Les
7 essais sont en cours en vue d'une mise en service prévue cet automne.

Kuujuarapik/Whapmagoostui

8 Un contrat d'approvisionnement en électricité produite à partir d'un parc éolien de 2 MW avec
9 la Société d'énergie renouvelable Kuujuarapik Whapmagoostui Renewable Energy
10 Corporation (KWREC) a été autorisé par la Régie à l'été 2023²⁵. La mise en service du parc
11 éolien est planifiée en 2025.

Obedjiwan

12 Un contrat d'approvisionnement en électricité produite à partir d'une centrale de cogénération
13 à la biomasse forestière avec la Société en commandite Onimiskiw Opitciwan a été autorisé
14 par la Régie au printemps 2023²⁶. La mise en service de la centrale est planifiée en 2026.

Clova

15 Le Distributeur poursuit l'évaluation d'un raccordement au réseau intégré. L'échéancier mis à
16 jour reporte la mise en service planifiée à la pointe 2029-2030.

Îles-de-la-Madeleine

17 Le parc éolien de la Dune-du-Nord (PEDDN) a commencé à produire de l'énergie propre et
18 renouvelable aux Îles-de-la-Madeleine (IDL) à la fin de 2020. Ses livraisons au réseau des
19 IDLM se poursuivent.

20 Par ailleurs, en mars 2023, le Distributeur a conclu un contrat d'approvisionnement en
21 électricité produite à partir d'un parc éolien d'une puissance contractuelle de 16,8 MW avec
22 Parc éolien de Grosse-île S.E.C (PEDGI), et dont la mise en service est prévue le 1^{er} octobre
23 2025. La Régie a autorisé ce contrat en juin 2023²⁷. L'avant-projet pour le raccordement et

²⁵ Dossier R-4230-2023, décision [D-2023-094](#).

²⁶ Dossier R-4221-2023, décision [D-2023-078](#).

²⁷ Dossier R-4227-2023, décision [D-2023-082](#).

1 l'intégration de ce nouveau parc éolien, qui prévoit notamment l'ajout d'un système de
2 stockage de 10 MW/10 MWh, est en cours.

3 Également en mars 2023, le Distributeur dépose son Plan d'action et échéancier préliminaires
4 pour la stratégie de conversion du réseau des Îles-de-la-Madeleine (le Plan d'action)
5 conformément à la demande de la Régie dans sa décision D-2022-109²⁸ ([B-0074](#)). Dans sa
6 décision D-2023-051²⁹, la Régie se déclare satisfaite du Plan d'action proposé par le
7 Distributeur et lui demande de réaliser un suivi dans le cadre des états d'avancement du
8 présent Plan. Le Distributeur fait ci-après état du suivi demandé.

9 Comme prévu au Plan d'action³⁰, le Distributeur a complété, à l'été 2023, la préparation des
10 mandats d'études, et travaille présentement au lancement des études préliminaires pour la
11 conversion de la centrale de Cap-aux-Meules (CAM) au GNL-R, combinée à l'ajout
12 d'éoliennes. Plus concrètement, un appel d'offres sera lancé sous peu pour mandater une
13 firme d'ingénierie qui soutiendra le Distributeur dans le cadre des études préliminaires et, s'il
14 y a lieu, pour les phases d'avant-projets et projets. Un appel d'intérêt sera également lancé
15 sous peu auprès des motoristes dans le but d'évaluer la disponibilité des groupes moteurs sur
16 le marché qui répondent aux caractéristiques recherchées par le Distributeur pour la
17 conversion de la centrale. Cet appel d'intérêt permettra, par la même occasion, d'obtenir les
18 intrants requis dans le cadre des études préliminaires. Enfin, un autre appel d'intérêt sera
19 lancé auprès des fournisseurs potentiels de combustibles à faible intensité carbone, incluant
20 le GNL-R. L'élargissement de l'appel à l'ensemble des combustibles à faible intensité carbone
21 permettra de brosser le portrait actuel du marché, et ainsi déterminer si certains fournisseurs
22 seraient en mesure d'offrir des solutions de décarbonation alternatives à moyen terme, et à
23 quelles conditions.

5.2.3. Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance

24 Pour intégrer de l'énergie renouvelable variable dans un réseau autonome, il faut pouvoir
25 compter sur une deuxième source de production disponible en tout temps. C'est pourquoi le
26 Distributeur procède principalement à des ajouts ou des remplacements de groupes diesel
27 dans ses installations pour répondre à la demande énergétique³¹. Dans les situations où l'ajout
28 de moyens permanents permettant de combler le déficit en puissance ne peut être déployé à
29 brève échéance, le Distributeur déploie des groupes électrogènes mobiles.

30 Dans le cadre de l'analyse réalisée pour définir sa stratégie de conversion du réseau des IDLM
31 dans le cadre de la phase 2 du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*³², le Distributeur a
32 considéré une contribution en puissance correspondant à 35 % de la puissance éolienne
33 installée. Toutefois, avec l'expérience acquise depuis la mise en service du PEDDN aux IDLM,

²⁸ Dossier R-4110-2019 Phase 2, décision [D-2022-109](#), par. 244.

²⁹ Dossier R-4210-2022 Phase 1, décision [D-2023-051](#).

³⁰ Dossier R-4210-2022 Phase 1, pièce HQD-3, document 3.1 ([B-0074](#)), tableau 1.

³¹ La Régie reconnaît d'ailleurs cette nécessité au paragraphe 476 de sa décision [D-2023-109](#).

³² Dossier R-4110-2019 Phase 2, pièce HQD-11, document 1 ([B-0204](#)).

1 il estime que cette hypothèse était optimiste. En effet, bien que le facteur d'utilisation moyen
2 soit relativement élevé en raison d'un régime de vent exceptionnel aux IDLM, les quelques
3 indisponibilités prolongées de l'une ou l'autre des éoliennes qui ont été observées montrent la
4 vulnérabilité de la contribution en puissance associée à un parc de seulement deux éoliennes.

5 Par ailleurs, le 4 février 2023, une pointe historique de 52,1 MW a été atteinte sur le réseau
6 des IDLM. Durant cette pointe, une seule des deux éoliennes du PEDDN s'est avérée
7 disponible. En raison des vents extrêmes, elle opérait en mode tempête, de sorte que sa
8 puissance oscillait entre 0 MW et 4 MW, forçant les groupes diesel de la centrale de Cap-aux-
9 Meules à alimenter périodiquement toute la charge. Bien que cette pointe s'avère un
10 évènement climatique extrême peu fréquent, combinant à la fois une température
11 particulièrement froide à des pointes de vents supérieures à 100 km/h, elle illustre le fait que
12 l'exploitant ne peut actuellement pas se fier sur la production éolienne lors de tels évènements.
13 Pour ces raisons, le Distributeur estime qu'il serait trop risqué, dans la situation actuelle, de
14 tenir compte de la contribution éolienne pour le critère de fiabilité. Dans le cadre du projet de
15 PEDGI et pour les autres réseaux, le Distributeur concentre ses efforts à l'utilisation des
16 batteries pour permettre de maximiser l'intégration d'énergie renouvelable. Il réévaluera le
17 potentiel de conjuguer les fonctionnalités d'écêtement de pointe à celle d'intégration d'énergie
18 renouvelable, lorsqu'il aura acquis suffisamment d'expérience avec l'exploitation de cette
19 technologie³³. L'expérience acquise à Quaqaq et Kuujjuarapik ne s'avère pas suffisante pour
20 statuer sur la question. Le Distributeur estime en effet qu'il lui faudra expérimenter quelques
21 années de jumelage éolien-diesel avec batterie avant de pouvoir se conforter sur cette avenue.
22 Il rappelle que la mise en service des premiers projets de la sorte, soit ceux de Kuujjuarapik-
23 Whapmagoostui et de PEDGI, est planifiée à la fin de l'année 2025.

³³ Dossier R-4210-2022, Phase 1, N.S. vol 2, pièce [A-0053](#), p. 257.

6. COÛTS ÉVITÉS

6.1. Coûts évités sur le réseau principal

1 La présente section constitue une mise à jour des coûts évités, compte tenu de la mise à jour
2 des bilans d'énergie et de puissance, présentés à la section 3.

6.1.1. Coûts évités de fourniture – transport

Signal de coût évité de l'énergie

3 Le bilan d'énergie montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont
4 suffisants pour combler les besoins additionnels en énergie, qui surviennent essentiellement
5 en hiver. Sur cet horizon, le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût des achats
6 sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité
7 patrimoniale.

- 8 • 2024 à 2026 inclusivement :
 - 9 ○ Le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de
10 6,9 ¢/kWh (\$ 2023), indexé à l'inflation ;
 - 11 ○ Le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 3,4 ¢/kWh
12 (\$ 2023), indexé à l'inflation.
- 13 • À compter de 2027 :
 - 14 ○ Le signal de prix est de 9,6 ¢/kWh (\$ 2023) indexé à l'inflation, soit 7,2 ¢/kWh
15 (\$ 2023) pour la fourniture à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et
16 d'équilibrage de 2,4 ¢/kWh (\$ 2023). Ce signal de prix reflète le prix de référence
17 de l'électricité des contrats issus de l'appel d'offres de 300 MW d'énergie éolienne
18 A/O 2021-02.

Signal de coût évité de la puissance

19 Le bilan de puissance prévoit le besoin pour un approvisionnement de long terme à compter
20 de l'hiver 2027-2028.

- 21 • Pour les hivers 2023-2024 à 2026-2027, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver
22 (\$ 2023, indexé à l'inflation) et reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de
23 court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP ;
- 24 • À compter de l'hiver 2027-2028, le signal de coût évité est de 128 \$/kW-an (\$ 2023,
25 indexé à l'inflation). Ce signal est basé sur le coût moyen de la puissance des
26 soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

6.1.2. Coûts évités horaires

1 Le tableau 6.1 présente la mise à jour des coûts évités horaires, selon la méthodologie
2 présentée à la pièce HQD-4 document 2 ([B-0021](#)) du dossier R-4110-2019³⁴. Il présente le
3 détail, heure par heure, des valeurs associées aux profils du prix de l'énergie et aux coûts
4 évités.

TABLEAU 6.1 :
PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES

	Profils horaires (profil=ratio)		Coûts évités horaires (¢/kWh)	
	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver	Jours ouvrables de janvier	Ensemble de l'hiver
h1	1,0	0,8	6,7	5,7
h2	0,9	0,8	6,2	5,3
h3	0,9	0,8	6,1	5,2
h4	0,9	0,8	6,3	5,2
h5	1,0	0,8	6,6	5,5
h6	1,0	0,9	7,2	6,0
h7	1,4	1,1	10,0	7,3
h8	1,7	1,2	11,6	8,2
h9	1,7	1,2	11,7	8,4
h10	1,6	1,2	10,9	8,0
h11	1,5	1,1	10,4	7,7
h12	1,4	1,0	9,4	7,2
h13	1,3	1,0	8,7	6,7
h14	1,2	0,9	8,2	6,4
h15	1,1	0,9	7,9	6,1
h16	1,2	0,9	8,3	6,3
h17	1,5	1,1	10,1	7,4
h18	1,9	1,4	13,4	9,4
h19	1,8	1,4	12,5	9,4
h20	1,6	1,2	11,1	8,4
h21	1,4	1,1	10,0	7,5
h22	1,3	1,0	8,8	6,7
h23	1,1	0,9	7,4	6,1
h24	1,1	0,8	7,4	5,8

6.1.3. Coûts évités de transport et distribution

5 Le Distributeur n'est actuellement pas en mesure de procéder à la mise à jour des coûts évités
6 selon la méthodologie décrite dans le Plan d'approvisionnement 2020-2029³⁵, laquelle tient
7 compte de la planification des investissements d'Hydro-Québec dans ses activités de transport
8 d'électricité (le « Transporteur ») sur un horizon de 10 ans.

³⁴ La Régie réitère d'ailleurs son approbation de la méthodologie dans le dossier R-4210-2022 Phase 1, décision D-2023-109, par. 421.

³⁵ Dossier R-4110-2019 Phase 1, pièce HQD-4, document 4 ([B-0032](#)), section 3.1.

1 Comme mentionné dans le dossier R-4235-2023 en cours d'examen par la Régie³⁶,
2 Hydro-Québec s'est dotée en 2022 d'une nouvelle structure organisationnelle basée sur la
3 chaîne de valeur lui permettant de réaliser sa mission de base et de créer de la valeur pour sa
4 clientèle par une approche désormais transversale. L'évolution vers « Une Hydro » a eu des
5 impacts sur certains processus internes, dont celui de la planification des investissements à
6 long terme.

7 Dans ce contexte évolutif, des itérations sont toujours en cours dans l'objectif de stabiliser la
8 planification des investissements et les stratégies de maintenance et de pérennité au-delà de
9 l'année 2024.

10 En conséquence, le Distributeur indexe les coûts évités de transport et de distribution, qui
11 s'établissent à 56 \$/kW-an et à 19,80 \$/kW-an, respectivement (\$ 2023, indexé à l'inflation).

6.2. Coûts évités des réseaux autonomes

12 La présente section constitue une mise à jour des coûts évités. Le Distributeur maintient sa
13 méthode d'évaluation des coûts évités de l'énergie et de la puissance approuvée dans la
14 décision D-2017-140.

6.2.1. Coûts évités de l'énergie

15 Les coûts évités de l'énergie, exprimés en ϕ /kWh, sont constitués plus spécifiquement des
16 variables suivantes, lesquelles sont mises à jour chaque année :

- 17 • coût de combustible (incluant le transport et la distribution) ;
- 18 • taux de rendement moyen de la centrale (exprimé en kWh/litre) ;
- 19 • coûts variables d'exploitation et d'entretien ;
- 20 • pertes sur le réseau ;
- 21 • coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre.

22 À partir de ces variables, une annuité croissante (exprimée en \$ 2023), indexée à l'inflation,
23 est calculée. Comparativement à ceux présentés dans le cadre du Plan, les coûts évités sont
24 plus élevés, principalement en raison de la révision à la hausse de la prévision des prix des
25 combustibles. Pour le réseau de Schefferville, le coût évité de l'énergie est basé sur les
26 paramètres du contrat avec NALCOR.

³⁶ Voir la section 1 du dossier R-4235-2023 portant sur les modifications relatives à la méthode de cheminement des coûts pour l'établissement des charges d'exploitation.

6.2.2. Coûts évités de la puissance

- 1 Pour l'ensemble des territoires, les coûts évités de la puissance exprimés en \$/kW-an sont
- 2 légèrement plus élevés que ceux présentés dans le cadre du Plan. Seuls les paramètres
- 3 économiques ont été mis à jour.

6.2.3. Coûts évités par réseau autonome

TABLEAU 6.2 :
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAU AUTONOME –
ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2023

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	26,15	240	56%	4,87	31,01
Nunavik					
Akulivik	62,78	1070	61%	19,99	82,78
Aupaluk	67,02	1070	60%	20,47	87,48
Inukjuak	58,43	1070	63%	19,48	77,91
Ivujvik	67,80	1070	62%	19,60	87,41
Kangiqsualujuaq	68,99	1070	51%	23,98	92,97
Kangiqsujuaq	65,21	1070	60%	20,36	85,57
Kangirsuk	66,57	1070	67%	18,11	84,68
Kuujuuaq	65,95	1070	60%	20,37	86,31
Kuujuuarapik	62,61	1070	64%	19,07	81,68
Puvimituk	61,50	1070	58%	21,06	82,56
Quaqtaq	74,13	1070	53%	23,10	97,23
Salluit	62,74	1070	61%	19,91	82,65
Tasiujaq	65,98	1070	66%	18,47	84,45
Umiujaq	64,78	1070	55%	22,33	87,12
Basse-Côte-Nord					
Port Menier	43,95	910	50%	20,97	64,92
Haute Mauricie					
Clova	50,20	910	41%	25,53	75,73
Opitciwan	43,48	910	47%	22,01	65,48
Schefferville					
	2,89	181	46%	4,51	7,40

| 7. ANNEXE PRÉVISION DE LA DEMANDE

TABLEAU 7.1 :
COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032
ÉCART DE PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2022 ¹	2023 ²	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Résidentiel	-0,3	-0,8	-0,4	-0,3	-0,2	-0,1	0,1	0,4	0,8	1,1	1,2
Commercial	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3	-0,5	-0,6	-0,6	-0,8	-0,8	-0,6	-0,3
<i>Dont:</i>											
<i>Commercial et institutionnel</i>	-0,2	-0,4	-0,4	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,5	-0,4	-0,2	0,0
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	0,1	0,2	0,2	0,0	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3
Industriel	0,2	-0,2	-0,3	-0,2	0,4	1,4	2,7	5,6	7,3	9,1	10,9
<i>Dont:</i>											
<i>Industriel PME</i>	-0,1	-0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Industriel grandes entreprises</i>	0,3	0,0	-0,2	-0,2	0,5	1,4	2,7	5,7	7,3	9,1	11,0
<i>Alumineries</i>	0,4	0,7	0,1	0,1	0,1	0,2	0,3	0,7	1,0	1,3	1,3
<i>Pâtes et papiers</i>	0,1	-0,3	-0,4	0,0	0,0	0,1	0,1	0,3	0,5	0,6	0,8
<i>Pétrole et chimie</i>	0,1	0,0	0,2	0,0	0,1	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5
<i>Mines</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	-0,3	-0,5	-0,1	-0,3	-0,3	-0,1	0,1	0,8	1,3	1,8	2,5
<i>Autres industriel grandes entreprises</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,0	1,8	3,3	4,1	4,9	5,6
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	-0,3	-1,3	-1,0	-0,8	-0,3	0,7	2,1	5,3	7,4	9,6	11,8

Notes:

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

² Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2023, normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.2 :
COMPARAISON AVEC LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032
ÉCART PAR USAGES À LA POINTE DE L'HIVER¹

En MW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032
Usages											
Chauffage des espaces Résidentiel	0	0	1	2	2	-10	-24	-61	-107	-164	-199
Chauffage des espaces Commercial	0	0	0	1	1	-2	-6	-15	-26	-40	-49
Eau chaude Résidentiel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Industriel	725	965	953	909	833	809	742	668	597	554	508
<i>Décarbonation des procédés industriels</i>	0	1	24	55	108	175	213	601	832	1 093	1 351
<i>Filière batterie</i>	0	0	4	1	5	85	205	343	370	386	423
<i>Centres de données</i>	-1	-4	1	-6	-12	-18	-24	-30	-36	-41	-41
<i>Chaînes de blocs</i>	-3	32	22	7	-21	-41	-49	-49	-49	-49	-49
<i>Serres</i>	2	32	25	25	25	25	24	24	24	24	24
<i>Véhicules électriques</i>	0	-10	-34	-56	-70	-67	-53	-24	-8	16	-73
<i>Photovoltaïque</i>	0	0	0	0	-1	-1	-1	-1	-2	-2	-3
<i>Autres usages</i>	-724	-1 033	-653	-628	-527	-467	-432	-373	-297	-232	-156
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	0	-16	341	310	343	488	596	1 083	1 298	1 545	1 736

¹ Pointe normalisée pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la

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	7 236	7 306	7 369	7 425	7 473	7 520	7 565	7 608	7 649	7 687
Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)	49,7	42,2	40,0	36,9	32,4	28,4	25,4	24,0	22,9	21,8	20,7
Croissance du PIB total ¹	2,6%	0,6%	1,1%	2,0%	1,5%	1,4%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%
Croissance du PIB manufacturier ¹	2,8%	-0,5%	0,8%	1,4%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%	1,0%	1,0%
Croissance du PIB tertiaire ¹	3,3%	1,2%	1,0%	2,0%	1,6%	1,5%	1,3%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%
Croissance de l'emploi total	3,1%	1,8%	0,4%	1,1%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,4%	0,4%	0,4%
Croissance de la rémunération des salariés ¹	3,0%	0,0%	0,6%	0,8%	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 ²	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Besoins en énergie (10e centile)	192,4	192,9	193,8	195,2	198,3	201,7	206,2	208,8	211,6	215,0	219,3
Besoins en énergie prévus	192,4	193,7	196,8	199,5	202,7	206,4	211,2	216,6	221,5	226,7	232,4
Besoins en énergie (90e centile)	192,4	194,5	199,6	202,7	207,5	212,7	219,1	225,1	230,9	237,4	244,4

¹ Incluant les besoins publiés 2022, normalisés pour les conditions climatiques

² Incluant les besoins publiés de janvier à juillet 2023, 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	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	39 753	39 935	40 301	40 691	41 105	41 648	41 963	42 362	42 956
Besoins en puissance prévus	39 665	39 835	40 461	40 844	41 302	41 809	42 331	43 240	43 925	44 639	45 432
Besoins en puissance (90e centile)	39 665	39 835	41 171	41 705	42 339	43 046	43 772	44 863	45 623	46 431	47 356

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 LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032
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 2023 ^{1,2}	179,6	180,5	183,3	185,8	188,9	192,3	196,8	201,8	206,4	211,3	216,6
Plan d'approvisionnement 2022-2032 ³	179,9	181,8	184,3	186,7	189,2	191,6	194,9	196,7	199,2	201,8	204,9
Écart	-0,3	-1,2	-1,0	-0,9	-0,3	0,7	1,9	5,1	7,2	9,4	11,6
Pertes de transport et de distribution											
État d'avancement 2023 ^{1,2}	12,9	13,2	13,5	13,6	13,8	14,1	14,4	14,8	15,1	15,5	15,9
Plan d'approvisionnement 2022-2032 ³	12,9	13,4	13,5	13,7	13,9	14,1	14,3	14,4	14,6	14,8	15,0
Écart	-0,1	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,1	0,3	0,5	0,7	0,8
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN											
État d'avancement 2023 ^{1,2}	192,4	193,7	196,8	199,5	202,7	206,4	211,2	216,6	221,5	226,7	232,4
Plan d'approvisionnement 2022-2032 ^{3,4}	192,8	195,2	197,8	200,4	203,1	205,6	209,2	211,2	213,8	216,6	220,0
Écart	-0,4	-1,4	-1,1	-0,9	-0,3	0,8	2,1	5,5	7,7	10,1	12,5

Notes:

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

² Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2023, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2022, 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	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	3,1
Commercial	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	3,8
Industriel	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	3,3
TOTAL	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	1,2	1,2	10,2

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	51	55	55	55	57	59	62	57	62	61
Commercial	38	60	58	59	59	61	65	70	67	86	91
Industriel	33	57	56	56	56	58	60	63	59	65	65
TOTAL	147	168	168	170	170	176	184	194	183	213	217

| 8. ANNEXE APPROVISIONNEMENT

8.1. Historique des événements importants depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2023-2032

- 14 décembre 2022** [Décret 1840-2022](#) du gouvernement, lequel abroge les Règlements pour les appels d'offres pour un bloc de 1 000 MW d'énergie éolienne et de 1 300 MW d'énergie renouvelable.
- 10 janvier 2023** Ordonnance de sauvegarde qui suspend provisoirement le processus d'attribution prévu par le biais du Guichet unique de toute quantité de puissance et d'énergie pour les Clients chaînes de blocs et approuve provisoirement la suspension des articles 1.3, 13.9 al. 2 et 21.1 des Conditions de service ([D-2023-002](#)).
- 2 février 2023** Décision procédurale qui, notamment, accueille la demande du Distributeur de traiter dans une seconde phase la stratégie pour l'acquisition des approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance dans le Plan d'approvisionnement 2023-2032 ([D-2023-011](#)).
- 24 avril 2023** Décision dans laquelle la Régie se déclare satisfaite du Plan d'action et échéancier préliminaires pour la stratégie de conversion du réseau des îles-de-la-Madeleine proposés par le Distributeur et exclut du présent dossier l'examen de la nouvelle stratégie de conversion et le reporte au prochain plan d'approvisionnement ([D-2023-051](#)).
- 24 avril 2023** Dépôt d'une demande du Distributeur relative à la fixation d'une option tarifaire visant la gestion de la demande de puissance pour sa clientèle Affaires (« OGA ») et demande d'une décision prioritaire de nature à permettre d'en débiter la commercialisation dès l'hiver 2023-2024.
- 26 mai 2023** Décision qui approuve les critères d'évaluation des soumissions et leur pondération, les caractéristiques du produit recherché et les exigences minimales pour l'appel d'offres de 1 500 MW d'énergie éolienne (A/O 2023-01) ([D-2023-062](#)) (Phase 3 du dossier R-4210-2022).
- 20 septembre 2023** Décision sur le fond relative à la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2023-2032 du Distributeur ([D-2023-109](#)) (Phase 1 du dossier R-4210-2022).

8.2. Coût des approvisionnements

TABLEAU 8.1 :
COÛT DES APPROVISIONNEMENTS

	2022 Historique			2023 Réel au 31 août			2024 Prévisionnel		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	17,3	1 929,8	111,4	17,2	1 921,9	111,9	18,4	2 120,7	114,9
COURT TERME	4,6	489,9	s.o.	1,1	156,4	s.o.	2,1	235,5	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	4,6	443,7	96,5	1,1	92,7	84,3	2,1	163,2	76,2
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	0,0	6,2	s.o.	0,0	2,3	s.o.	-	-	s.o.
<i>dont gestion de la demande de puissance</i>	0,1	-	s.o.	0,0	-	s.o.	0,1	-	s.o.
<i>dont achats sur les marchés de court terme</i>	4,4	433,5	97,5	0,1	4,7	43,7	2,1	163,2	79,5
<i>dont entente cadre</i>	0,0	4,6	0,0	-	0,3	0,0	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	46,2	s.o.	s.o.	63,6	s.o.	s.o.	72,3	s.o.
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	s.o.	10,2	s.o.	s.o.	12,6	s.o.	s.o.	13,6	s.o.
<i>dont gestion de la demande de puissance</i>	s.o.	29,7	s.o.	s.o.	36,8	s.o.	s.o.	35,4	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	21,9	2 419,8	110,4	18,3	2 078,2	113,7	20,6	2 356,2	114,4

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

(2) Incluant l'énergie des moyens de gestion de la demande de puissance.

8.3. Suivi des conventions d'énergie différée

TABLEAU 8.2 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE - SOMMAIRE

	2023	2024	2025	2026	2027	
En MW	Janvier	200	300	697	800	800
	Février	0	0	500	700	682
	Mars	0	0	0	0	0
	Avril	0	0	0	0	0
	Mai	0	0	0	0	0
	Juin	0	0	0	0	0
	Juillet	0	0	0	0	0
	Août	0	0	0	0	0
	Septembre	0	0	0	0	0
	Octobre	0	0	0	0	0
	Novembre	0	0	0	0	0
	Décembre	0	0	0	0	0
En TWh	Total annuel	0,1	0,3	0,9	1,5	0,5
	Total différé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé	0,1	0,2	0,9	1,1	1,1
En TWh	Solde	-3,2	-3,0	-2,1	-1,1	0,0

TABLEAU 8.3 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – CONTRAT DE BASE (350 MW)

		Contrat en base	2023	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier		200	300	647	0	0
	Février		0	0	0	0	0
	Mars		0	0	0	0	0
	Avril		0	0	0	0	0
	Mai		0	0	0	0	0
	Juin		0	0	0	0	0
	Juillet		0	0	0	0	0
	Août		0	0	0	0	0
	Septembre		0	0	0	0	0
	Octobre		0	0	0	0	0
	Novembre		0	0	0	0	0
	Décembre		0	0	0	0	0
En TWh	Total différé		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé		0,1	0,2	0,5	0,0	0,0
	Solde		-0,7	-0,5	0,0	0,0	0,0

TABLEAU 8.4 :
UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE
ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE – CONTRAT CYCLABLE (250 MW)

		Contrat cyclable	2023	2024	2025	2026	2027
En MW	Janvier		0	0	50	800	800
	Février		0	0	500	700	682
	Mars		0	0	0	0	0
	Avril		0	0	0	0	0
	Mai		0	0	0	0	0
	Juin		0	0	0	0	0
	Juillet		0	0	0	0	0
	Août		0	0	0	0	0
	Septembre		0	0	0	0	0
	Octobre		0	0	0	0	0
	Novembre		0	0	0	0	0
	Décembre		0	0	0	0	0
En TWh	Total différé		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	Total rappelé		0,0	0,0	0,4	1,1	1,1
	Solde		-2,5	-2,5	-2,1	-1,1	0,0

8.4. Capacités des interconnexions

- 1 Le tableau 8.5 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 8.5 :
CAPACITÉS D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW)
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2023 – 2024

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)	110	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

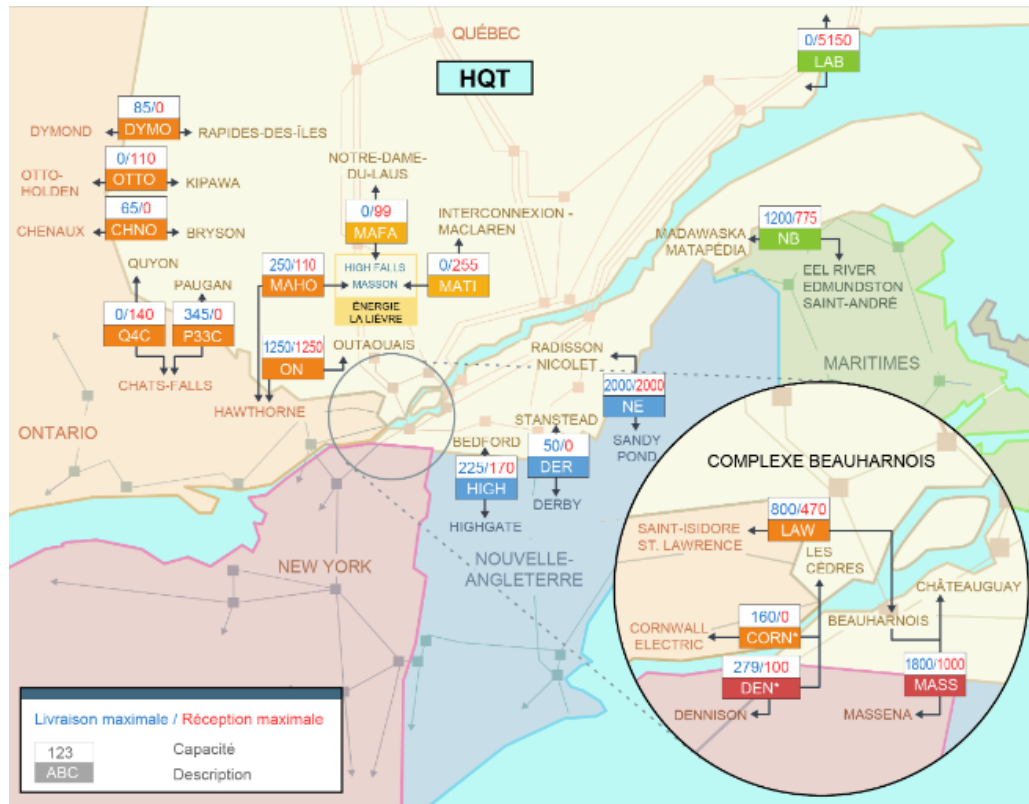
2 : Capacité établie par le Distributeur, compte tenu des limites soulevées dans le dossier 4210-2022, HQD-2, document 3, section 6.2

* 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 au Plan, à l'exception d'une mise à jour pour
6 l'interconnexion NB qui passe de 785 à 775 MW. D'ici 2024, aucun ajout ou changement
7 significatif affectant les capacités d'importation n'est prévu.

**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 Le projet d'interconnexion *New England Clean Energy* (NECEC), d'une capacité d'exportation
- 2 de 1 243 MW, reliera le Québec au sud de l'État du Maine³⁷. Le projet a reçu toutes les
- 3 approbations requises pour être déployé et sa mise en service est prévue en 2025.
- 4 Le projet *Champlain Hudson Power Express* (CHPE)³⁸ est conçu pour permettre l'exportation
- 5 jusqu'à 1 283 MW du Québec à la ville de New York. À la suite de l'obtention d'un contrat
- 6 d'exportation par Hydro-Québec avec la ville de New York, les travaux pour la construction de
- 7 l'interconnexion sont en cours. La mise en service est prévue au printemps 2026.
- 8 Le Distributeur déposera deux demandes de réservation de transport en importation lorsque
- 9 plus de précisions sur les dates de mise en service seront connues.

³⁷ Dossier R-4112-2019, pièce HQD-1, document 1, page 7 (B-0004).

³⁸ Dossier R-4188-2022, pièce HQD-1, document 1, page 7 (B-0004).

8.5. Suivi du service d'intégration éolienne

- 1 Conformément à la décision D-2020-103³⁹ 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.
- 4 Au 31 août 2023, la puissance contractuelle des parcs éoliens du Distributeur totalisait
- 5 3 715,75 MW. Comme montré au tableau 8.6, le coût total du contrat pour la période couverte
- 6 par le présent suivi est de 138 280 521 \$.

TABLEAU 8.6 :
COÛT DU CONTRAT - 1^{ER} SEPTEMBRE 2022 AU 31 AOÛT 2023

Mois /Année	septembre 2022	octobre 2022	novembre 2022	décembre 2022	janvier 2023	février 2023	mars 2023	avril 2023	mai 2023	juin 2023	juillet 2023	août 2023	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 (\$)	6 312 786	8 697 616	8 428 738	8 697 616	8 697 616	7 855 911	8 685 926	6 312 786	6 523 212	6 312 786	6 523 212	6 523 212	89 571 416
(Art. 10.2) Coûts des erreurs de prévision (\$)	190 851	208 010	344 844	465 469	330 726	240 569	257 608	253 364	255 416	203 938	190 979	196 756	3 138 532
(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)	782 850	1 012 632	1 096 759	1 080 990	718 014	970 650	887 511	1 060 339	1 075 732	582 205	471 025	662 094	10 400 800
Écart (MWh)	19 752	93 175	-25 137	24 818	387 793	28 143	216 810	-257 737	-246 376	220 397	358 331	167 262	987 231
Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP (\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	45 570 573
Coût total (\$)	6 503 637	8 905 626	8 773 582	9 163 085	9 028 342	8 096 480	8 943 534	6 566 150	6 778 628	6 516 724	6 714 191	6 719 968	138 280 521

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.

³⁹ Dossier R-4061-2018, décision [D-2020-103](#), par. 161.

| 9. ANNEXE RÉSEAUX AUTONOMES

TABLEAU 9.1 :
ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES DES RÉSEAUX AUTONOMES POUR 2022

	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)	(%)			
Iles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules	213,4	20,3	193,1	10,5%	13,2	0,3	6,9
Île d'Entrée	0,9	0,2	0,7	22,3%	0,1	0,0	0,0
Sous-total	214,3	20,5	193,8	10,6%	13,3	0,3	6,9
Nunavik							
Akulivik	3,8	0,4	3,4	10,6%	0,2	0,0	0,2
Aupaluk	2,7	0,4	2,3	18,5%	0,1	0,0	0,3
Inukjuak	13,6	2,8	10,9	25,5%	0,3	0,0	2,5
Ivujivik	2,7	0,4	2,3	19,1%	0,2	0,0	0,2
Kangiqualujuaq	5,3	0,4	4,9	7,4%	0,2	0,0	0,2
Kangijsujuaq	5,3	0,2	5,2	3,6%	0,2	0,0	0,0
Kangirsuk ¹	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Kuujuaq	21,5	1,5	20,0	7,3%	0,6	0,0	0,9
Kuujuarapik	12,9	0,6	12,3	5,2%	0,5	0,1	0,1
Puvirmituq	12,3	0,4	11,9	3,1%	0,3	0,0	0,1
Quaqtaq	3,2	0,3	2,9	10,9%	0,1	0,0	0,2
Salluit	9,8	1,0	8,8	11,5%	0,4	0,0	0,6
Tasiujaq	2,9	0,5	2,4	22,1%	0,2	0,0	0,4
Umiujaq	3,5	0,3	3,1	10,5%	0,2	0,0	0,1
Sous-total	99,6	9,2	90,4	10,2%	3,3	0,3	5,6
Basse-Côte-Nord							
Lac-Robertson	72,4	8,2	64,3	12,7%	1,2	0,4	6,5
La Romaine ²	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Port-Menier ¹	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Sous-total	72,4	8,2	64,3	12,7%	1,2	0,4	6,5
Schefferville							
Sous-total	49,4	5,2	44,2	0,1	0,3	0,0	4,9
Haute-Mauricie							
Clova	0,9	0,1	0,7	15,8%	0,0	0,0	0,1
Obedjwan	14,6	0,8	13,8	5,4%	0,3	0,0	0,5
Sous-total	15,4	0,9	14,6	6,0%	0,3	0,0	0,5
Réseaux autonomes	451,1	43,9	407,2	10,8%	18,4	1,0	24,5

Note 1 : En raison de problèmes techniques liés à l'acquisition de données pour les réseaux Kangirsuk et Port-Menier, les pertes pour ces réseaux n'ont pu être estimées pour l'année 2022.

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