

# **PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2023-2032 DES RÉSEAUX AUTONOMES COMPLÉMENT D'INFORMATIONS**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1.</b>	<b>HISTORIQUE DES ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS DEPUIS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DES RÉSEAUX AUTONOMES .....</b>	<b>9</b>
<b>2.</b>	<b>SUIVI DE LA STRATÉGIE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 .....</b>	<b>10</b>
<b>3.</b>	<b>PRÉVISION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>12</b>
3.1.	Méthodologie de la prévision de la demande .....	12
3.2.	Prévision des besoins en énergie et en puissance .....	12
<b>4.</b>	<b>FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS .....</b>	<b>14</b>
<b>5.</b>	<b>BILANS.....</b>	<b>15</b>
5.1.	Bilan d'énergie.....	15
5.2.	Bilan de puissance .....	15
<b>6.</b>	<b>STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT .....</b>	<b>17</b>
6.1.	Interventions en efficacité énergétique.....	17
6.2.	Conversion des réseaux autonomes .....	22
6.3.	Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance.....	25
<b>7.</b>	<b>COÛTS ÉVITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES .....</b>	<b>28</b>
7.1.	Coûts évités de l'énergie .....	28
7.2.	Coûts évités de la puissance.....	28
7.3.	Coûts évités par réseaux autonomes .....	29
<b>8.</b>	<b>AUTRES INFORMATIONS RELATIVES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES.....</b>	<b>30</b>
8.1.	Écarts entre la production et les ventes .....	30
8.2.	Historique de la demande 2009-2021 par territoires et par réseaux .....	31
8.3.	Prévision de la demande 2022-2032 par territoires et par réseaux.....	38
8.4.	Comparaison des prévisions par rapport au <i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i> des réseaux autonomes .....	48
8.5.	Bilan en puissance par réseaux .....	58
8.6.	Caractéristiques des équipements de production .....	63
8.7.	Approvisionnement en carburant des centrales .....	64
8.8.	Impact des interventions en efficacité énergétique .....	65

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 3.1 :	Prévision des besoins en énergie par territoires .....	12
Tableau 3.2 :	Prévision des besoins en puissance par territoires .....	12
Tableau 5.1 :	Marges de puissance par réseaux après application du critère de planification .....	15
Tableau 6.1 :	Statut des interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.....	18
Tableau 6.2 :	Programme d'utilisation efficace de l'énergie en vigueur au 1 <sup>er</sup> avril 2022 ..	19
Tableau 6.3 :	Liste des interventions en efficacité énergétique prévues par réseau autonome .....	21
Tableau 6.4 :	Moyens pour assurer la fiabilité en puissance planifiés et en cours .....	26
Tableau 7.1 :	Coûts évités par réseaux autonomes – annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2022 .....	29
Tableau 8.1 :	Écarts entre la production et les ventes - 2021 .....	30
Tableau 8.2 :	Historique de la demande – Réseaux autonomes .....	31
Tableau 8.2-1 :	Historique de la demande – Îles-de-la-Madeleine.....	31
Tableau 8.2-1-a :	Historique de la demande – Cap-aux-Meules.....	31
Tableau 8.2-1-b :	Historique de la demande – L'Île-d'Entrée.....	32
Tableau 8.2-2 :	Historique de la demande – Nunavik .....	32
Tableau 8.2-2-a :	Historique de la demande – Akulivik.....	32
Tableau 8.2-2-b :	Historique de la demande – Aupaluk .....	32
Tableau 8.2-2-c :	Historique de la demande – Inukjuak.....	33
Tableau 8.2-2-d :	Historique de la demande – Ivujivik .....	33
Tableau 8.2-2-e :	Historique de la demande – Kangiqsualujuaq.....	33
Tableau 8.2-2-f :	Historique de la demande – Kangiqsujuaq .....	33
Tableau 8.2-2-g :	Historique de la demande – Kangirsuk.....	34
Tableau 8.2-2-h :	Historique de la demande – Kuujuaq .....	34
Tableau 8.2-2-i :	Historique de la demande – Kuujuarapik .....	34
Tableau 8.2-2-j :	Historique de la demande – Puvirnituq .....	34
Tableau 8.2-2-k :	Historique de la demande – Quaqtaq .....	35
Tableau 8.2-2-l :	Historique de la demande – Salluit .....	35

Tableau 8.2-2-m : Historique de la demande – Tasiujaq .....	35
Tableau 8.2-2-n : Historique de la demande – Umiujaq.....	35
Tableau 8.2-3 : Historique de la demande – Basse-Côte-Nord .....	36
Tableau 8.2-3-a : Historique de la demande – Lac-Robertson .....	36
Tableau 8.2-3-b : Historique de la demande – La Romaine.....	36
Tableau 8.2-3-c : Historique de la demande – Port-Menier .....	36
Tableau 8.2-4 : Historique de la demande – Schefferville.....	37
Tableau 8.2-5 : Historique de la demande – Haute-Mauricie.....	37
Tableau 8.2-5-a : Historique de la demande – Clova.....	37
Tableau 8.2-5-b : Historique de la demande – Obedjiwan .....	37
Tableau 8.3 : Prévvision de la demande – Réseaux autonomes.....	38
Tableau 8.3-1 : Prévvision de la demande – Îles-de-la-Madeleine .....	39
Tableau 8.3-1-a : Prévvision de la demande – Cap-aux-Meules .....	39
Tableau 8.3-1-b : Prévvision de la demande – L'Île-d'Entrée .....	39
Tableau 8.3-2 : Prévvision de la demande – Nunavik.....	40
Tableau 8.3-2-a : Prévvision de la demande – Akulivik .....	40
Tableau 8.3-2-b : Prévvision de la demande – Aupaluk .....	40
Tableau 8.3-2-c : Prévvision de la demande – Inukjuak .....	41
Tableau 8.3-2-d : Prévvision de la demande – Ivujivik.....	41
Tableau 8.3-2-e : Prévvision de la demande – Kangiqsualujuaq .....	41
Tableau 8.3-2-f : Prévvision de la demande – Kangiqsujuaq.....	42
Tableau 8.3-2-g : Prévvision de la demande – Kangirsuk .....	42
Tableau 8.3-2-h : Prévvision de la demande – Kuujuaq .....	42
Tableau 8.3-2-i : Prévvision de la demande – Kuujuarapik.....	43
Tableau 8.3-2-j : Prévvision de la demande – Puvirnituaq.....	43
Tableau 8.3-2-k : Prévvision de la demande – Quaqtuaq.....	43
Tableau 8.3-2-l : Prévvision de la demande – Salluit.....	44
Tableau 8.3-2-m : Prévvision de la demande – Tasiujaq.....	44
Tableau 8.3-2-n : Prévvision de la demande – Umiujaq .....	44
Tableau 8.3-3 : Prévvision de la demande – Basse-Côte-Nord.....	45
Tableau 8.3-3-a : Prévvision de la demande – Lac-Robertson.....	45

Tableau 8.3-3-b : Prévion de la demande – La Romaine .....	45
Tableau 8.3-3-c : Prévion de la demande – Port-Menier.....	46
Tableau 8.3-4 : Prévion de la demande – Schefferville.....	46
Tableau 8.3-5 : Prévion de la demande – Haute-Mauricie .....	46
Tableau 8.3-5-a : Prévion de la demande – Clova .....	47
Tableau 8.3-5-b : Prévion de la demande – Obedjiwan .....	47
Tableau 8.4 : Prévion de la demande – Réseaux autonomes.....	48
Tableau 8.4-1 : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Îles-de-la-Madeleine.....	49
Tableau 8.4-1-a : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Cap-aux-Meules .....	49
Tableau 8.4-1-b : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent L'Île- d'Entrée.....	50
Tableau 8.4-2 : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Nunavik .....	50
Tableau 8.4-2-a : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Akulivik .....	50
Tableau 8.4-2-b : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Aupaluk .....	51
Tableau 8.4-2-c : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Inukjuak.....	51
Tableau 8.4-2-d : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Ivujivik.....	51
Tableau 8.4-2-e : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Kangiqualujuaq .....	52
Tableau 8.4-2-f : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent .....	52
Tableau 8.4-2-g : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Kangirsuk .....	52
Tableau 8.4-2-h : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Kuujuaq .....	53
Tableau 8.4-2-i : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Kuujuarapik.....	53
Tableau 8.4-2-j : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Puvirnituk .....	53

Tableau 8.4-2-k : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Quaqtaq.....	54
Tableau 8.4-2-l : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Salluit	54
Tableau 8.4-2-m : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Tasiujaq.....	54
Tableau 8.4-2-n : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Umiujaq .....	55
Tableau 8.4-3 : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Basse-Côte-Nord.....	55
Tableau 8.4-3-a : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Lac-Robertson .....	55
Tableau 8.4-3-b : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent La Romaine .....	56
Tableau 8.4-3-c : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Port-Menier.....	56
Tableau 8.4-4 : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Schefferville.....	56
Tableau 8.4-5 : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Haute-Mauricie .....	57
Tableau 8.4-5-a : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Clova.	57
Tableau 8.4-5-b : Comparaison par rapport au plan d'approvisionnement précédent Obedjiwan .....	57
Tableau 8.5-1-a : Bilan en puissance – Cap-aux-Meules .....	58
Tableau 8.5-1-b : Bilan en puissance – L'Île-d'Entrée.....	58
Tableau 8.5-2-a : Bilan en puissance – Akulivik.....	58
Tableau 8.5-2-b : Bilan en puissance – Aupaluk.....	58
Tableau 8.5-2-c : Bilan en puissance – Inukjuak.....	59
Tableau 8.5-2-d : Bilan en puissance – Ivujivik.....	59
Tableau 8.5-2-e : Bilan en puissance – Kangiqsualujjuaq .....	59
Tableau 8.5-2-f : Bilan en puissance – Kangiqsujuaq.....	59
Tableau 8.5-2-g : Bilan en puissance – Kangirsuk.....	59
Tableau 8.5-2-h : Bilan en puissance – Kuujjuaq.....	60
Tableau 8.5-2-i : Bilan en puissance – Kuujjuarapik .....	60
Tableau 8.5-2-j : Bilan en puissance – Puvirnituq .....	60

Tableau 8.5-2-k : Bilan en puissance – Quaqtaq .....	60
Tableau 8.5-2-l : Bilan en puissance – Salluit .....	60
Tableau 8.5-2-m : Bilan en puissance – Tasiujaq .....	61
Tableau 8.5-2-n : Bilan en puissance – Umiujaq.....	61
Tableau 8.5-3-a : Bilan en puissance – Lac-Robertson .....	61
Tableau 8.5-3-b : Bilan en puissance – La Romaine .....	61
Tableau 8.5-3-c : Bilan en puissance – Port-Menier .....	61
Tableau 8.5-4 : Bilan en puissance – Schefferville.....	62
Tableau 8.5-5-a : Bilan en puissance – Clova.....	62
Tableau 8.5-5-b : Bilan en puissance – Obedjiwan.....	62
Tableau 8.6 : Caractéristiques des équipements par centrale 2022 .....	63
Tableau 8.7 : Contrats d'approvisionnement en carburant des centrales .....	64
Tableau 8.8 : Impact cumulatif des interventions en efficacité énergétique.....	65



## 1. HISTORIQUE DES ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS DEPUIS LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029 DES RÉSEAUX AUTONOMES

1	<b>23 octobre 2019</b>	Décision de la Régie portant sur les modifications au tarif DN
2		dont la fixation du seuil de la 1 <sup>re</sup> tranche d'énergie à 40 kWh/jour
3		(décision <a href="#">D-2019-130</a> ).
4	<b>17 décembre 2019</b>	Décision de la Régie sur l'approbation du contrat
5		d'approvisionnement en électricité du réseau d'Inukjuak avec
6		Innavik Hydro S.E.C. et du Tarif domestique biénergie – Réseau
7		d'Inukjuak (décision <a href="#">D-2019-173</a> ).
8	<b>20 mai 2020</b>	Décision de la Régie portant sur le traitement des suivis
9		déoulant des décisions antérieures de la Régie de l'énergie
10		(décision <a href="#">D-2020-055</a> ).
11	<b>19 mai 2022</b>	Décision finale de la Régie approuvant le <i>Plan</i>
12		<i>d'approvisionnement 2020-2029</i> des réseaux autonomes
13		(décision <a href="#">D-2022-062</a> ).
14	<b>2 septembre 2022</b>	Décision de la Régie qui rejette la stratégie de conversion du
15		réseau des Îles-de-la-Madeleine à des sources d'énergie
16		renouvelable proposée par le Distributeur qui consiste au
17		raccordement au réseau intégré au moyen de câbles sous-
18		marins (décision <a href="#">D-2022-109</a> ).

## 2. SUIVI DE LA STRATÉGIE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029

1 Le Distributeur maintient sa stratégie annoncée depuis l'*État d'avancement 2018 du Plan*  
2 *d'approvisionnement 2017-2026*, soit d'assurer la fiabilité des approvisionnements tout en  
3 respectant les critères établis. Celle-ci consiste à agir d'abord sur la demande en mettant de  
4 l'avant les interventions en efficacité énergétique, suivies de moyens de conversion vers des  
5 énergies plus propres et du déploiement de moyens permettant d'assurer la fiabilité en  
6 puissance.

### ***Interventions en efficacité énergétique***

7 Le Distributeur a poursuivi ses campagnes de sensibilisation à la pointe hivernale auprès de  
8 la clientèle résidentielle. Il a également poursuivi le déploiement de mesures d'économie  
9 d'énergie. Le Distributeur dresse le portrait des mesures implantées à ce jour, de celles en  
10 cours, ainsi qu'un aperçu de celles à venir à la section 6.1. Enfin, le programme d'utilisation  
11 efficace de l'énergie (PUEÉ) est toujours offert dans les réseaux admissibles.

### ***Conversion des réseaux autonomes***

12 Le Distributeur vise toujours à convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité  
13 des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres et moins chères. Comme  
14 détaillé dans l'*État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, les  
15 conversions énergétiques des réseaux sont pour certaines lancées et, pour d'autres, les  
16 discussions avec les partenaires autochtones ou locaux progressent. L'état d'avancement du  
17 plan de transition est présenté à la section 6.2.

18 Le 2 septembre 2022, dans sa décision [D-2022-109](#)<sup>1</sup>, la Régie rejette la stratégie de  
19 conversion énergétique du réseau des Îles-de-la-Madeleine (le réseau des IDLM) proposée  
20 par le Distributeur consistant à raccorder le réseau des IDLM au réseau intégré au moyen de  
21 câbles sous-marins et invite le Distributeur à réaliser des travaux additionnels. Le Distributeur  
22 en analyse présentement les impacts (voir la section 6.2).

23 Compte tenu du court délai avant le dépôt du Plan d'approvisionnement 2023-2032 (le Plan),  
24 le Distributeur présente les prévisions des besoins du réseau des IDLM qui reflètent le contexte  
25 du raccordement au réseau intégré de la centrale de Cap-aux-Meules, en décembre 2027  
26 plutôt que décembre 2025. Le raccordement demeure la solution privilégiée pour la conversion  
27 de ce réseau.<sup>2</sup> Une mise à jour des prévisions sera présentée lors du prochain état  
28 d'avancement du Plan.

---

<sup>1</sup> Dossier R-4110-2019, phase 2.

<sup>2</sup> Pour la même raison, l'impact énergétique du raccordement du réseau des IDLM au réseau intégré est pris en compte dans les besoins et le bilan de puissance du réseau intégré.

**Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance**

- 1 Depuis le dernier plan d'approvisionnement, le Distributeur a procédé à des augmentations de  
2 puissance dans les réseaux suivants.
- 3 > Dans le village d'Aupaluk, la puissance du groupe de 210 kW a été augmentée à  
4 320 kW.
- 5 > Dans le village de Kangiqsualujjuaq, le Distributeur a augmenté la puissance de la  
6 centrale actuelle. Il a remplacé un moteur de 560 kW par un de 855 kW.
- 7 > Dans le village d'Ivujivik, le Distributeur a augmenté la puissance de la centrale  
8 actuelle. Il a remplacé un groupe de 250 kW par un de 750 kW et un groupe de 365 kW  
9 par un de 750 kW.
- 10 > Dans le village de Salluit, le Distributeur a augmenté la puissance de la centrale  
11 actuelle. Il a remplacé deux groupes de 855 kW par deux de 1 880 kW.
- 12 Le raccordement au réseau intégré du réseau de La Romaine a par ailleurs été complété à  
13 l'automne 2022. Le déploiement d'autres moyens prévus à l'horizon du Plan est présenté à la  
14 section 6.3.

### 3. PRÉVISION DE LA DEMANDE

#### 3.1. Méthodologie de la prévision de la demande

1 La prévision de la demande d'électricité en énergie et en puissance pour les réseaux  
 2 autonomes s'appuie sur l'analyse des données historiques (ventes, production des centrales  
 3 et abonnements), la croissance démographique prévue et l'évolution attendue des  
 4 consommations unitaires. La prévision s'appuie également sur l'analyse des données  
 5 historiques des voitures en circulation et de leurs caractéristiques (type de carburant ou mode  
 6 de propulsion), afin de tenir compte de l'impact de la diffusion des véhicules électriques sur  
 7 les ventes futures. La prévision prend aussi en compte l'impact des interventions en efficacité  
 8 énergétique.

9 La prévision des besoins en énergie et en puissance comprend les ventes, la consommation  
 10 des centrales, l'usage interne pour les bâtiments d'Hydro-Québec, ainsi que le niveau des  
 11 pertes lié à la distribution et au transport de l'électricité.

#### 3.2. Prévision des besoins en énergie et en puissance

12 Les tableaux 3.1 et 3.2 présentent respectivement la prévision des besoins en énergie et en  
 13 puissance, à la pointe d'hiver, pour chacun des territoires sur la période du Plan.

14 L'historique 2009 à 2021 est présenté pour chacun des territoires à la section 8.2 et la  
 15 prévision détaillée à la section 8.3.

**TABLEAU 3.1 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TERRITOIRES**

en GWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croissance 2022-2032	
												GWh	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	211,1	213,0	214,6	214,5	211,3	211,2	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	-210,2	-41,9%
Nunavik	102,8	115,0	127,3	129,4	131,9	134,3	137,2	139,1	141,5	143,9	146,9	44,2	3,6%
Basse-Côte-Nord	72,8	75,8	76,3	76,1	76,2	76,4	76,8	76,7	76,8	77,0	77,5	4,7	0,6%
Schefferville	51,7	51,7	52,3	52,5	52,9	53,3	53,9	54,2	54,6	55,0	55,6	3,9	0,7%
Haute-Mauricie	15,4	15,6	15,9	16,1	16,5	17,0	17,4	17,6	17,9	18,3	18,7	3,4	2,0%

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

**TABLEAU 3.2 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR TERRITOIRES**

en MW	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029	2029- 2030	2030- 2031	2031- 2032	Croissance 2022-2032	
											MW	Taux annuel moyen
Îles-de-la-Madeleine	46,7	47,3	47,6	48,0	47,9	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	-46,5	-44,4%
Nunavik	19,4	24,5	25,0	25,5	26,0	26,5	27,0	27,5	27,9	28,5	9,1	4,4%
Basse-Côte-Nord	19,5	19,5	19,6	19,6	19,6	19,7	19,7	19,7	19,8	19,8	0,3	0,2%
Schefferville	11,6	11,7	11,8	11,9	12,0	12,1	12,2	12,3	12,4	12,5	0,9	0,8%
Haute-Mauricie	3,7	3,8	3,9	4,0	4,1	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5	0,7	2,0%

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

1 À l'instar du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, le Nunavik affiche encore une fois la plus  
2 forte croissance des besoins parmi tous les territoires. Une partie de cette hausse est de  
3 nouveau due à l'accroissement démographique de la région. Elle est également attribuable en  
4 bonne partie à l'utilisation de l'électricité à la suite de la conversion des systèmes de chauffage  
5 des espaces à la biénergie électricité-mazout et de l'eau à l'électricité de tous les clients  
6 résidentiels d'Inukjuak et de la mise en service de la centrale hydroélectrique de ce réseau à  
7 partir de 2023.

8 Tout comme pour le *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, le Plan intègre les impacts du  
9 raccordement au réseau intégré pour les réseaux de La Romaine et des IDLM, à l'exception  
10 du réseau de L'Île-d'Entrée qui demeurera un réseau autonome. Toutefois, comme mentionné  
11 à la section 2, les prévisions reflètent le contexte où le raccordement au réseau intégré de la  
12 centrale de Cap-aux-Meules, en décembre 2027 plutôt que décembre 2025, demeure la  
13 solution privilégiée pour la conversion de ce réseau.

14 Ainsi, l'augmentation marquée des besoins pour les IDLM jusqu'en 2027 s'explique par la  
15 conversion progressive des systèmes de chauffage au mazout vers l'électricité en vue du  
16 raccordement au réseau intégré. Une fois les réseaux autonomes raccordés au réseau intégré,  
17 ceux-ci sont exclus des calculs, ce qui explique les variations observées dans les tableaux 3.1  
18 et 3.2.

#### 4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

1 La puissance garantie est établie à partir du critère de planification, qui est composé des  
2 critères de disponibilité et de stabilité :

3 > Le critère de disponibilité correspond à la puissance installée de la centrale, moins  
4 celle du groupe le plus puissant (N-1). L'application de ce critère vise à assurer une  
5 alimentation fiable de tous les clients en période de pointe, et ce, dans l'éventualité où  
6 le groupe le plus puissant deviendrait indisponible.

7 > Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité disponible. Ce critère permet à  
8 chaque centrale de conserver une marge de puissance suffisante pour absorber des  
9 variations brusques de charge ainsi que les déséquilibres importants causés par la  
10 faible diversité de la charge.

11 La puissance garantie s'obtient donc par le produit  $(N-1) \times 90 \%$ .

12 Le critère de fiabilité basé sur la puissance garantie est appliqué dans l'ensemble des  
13 22 réseaux autonomes. Dans un réseau avec plusieurs centrales, le critère s'applique à  
14 l'ensemble du réseau (puissance installée de l'ensemble des centrales) et non à chacune des  
15 centrales (par exemple, Lac-Robertson et Schefferville).

16 Pour le calcul de la puissance garantie d'un producteur hydroélectrique privé, la puissance  
17 installée totale est considérée comme une seule unité de production. C'est cette unité de  
18 production qui fait office de groupe le plus puissant et qui est soustrait dans le calcul de la  
19 puissance garantie de ce réseau (par exemple, Inukjuak). Ce principe est aussi retenu pour  
20 l'évaluation du scénario de producteur privé à la biomasse d'Obedjiwan.

21 Les marges de puissance prévues pour chacun des réseaux autonomes sont présentées dans  
22 le tableau 5.1. La marge de puissance correspond à la différence entre la prévision des  
23 besoins en puissance sur la période du Plan et la puissance garantie des équipements  
24 permanents planifiés à laquelle s'ajoutent, le cas échéant, des groupes électrogènes mobiles  
25 ainsi que des charges interruptibles.

26 Une valeur positive signifie que le Distributeur dispose d'une marge de puissance suffisante  
27 pour satisfaire son critère de fiabilité. Une valeur négative signale un déficit de puissance. Le  
28 Distributeur rappelle que les marges de puissance en réseaux autonomes sont exprimées en  
29 kilowatt compte tenu du fait que leur niveau est relativement bas, et de fait, qu'elles sont  
30 fortement sensibles aux faibles variations de la demande.

## 5. BILANS

### 5.1. Bilan d'énergie

- 1 Les équipements actuels suffisent à répondre aux besoins en énergie de la clientèle de chacun
- 2 des réseaux autonomes. Les contrats d'approvisionnements en combustibles sont présentés
- 3 à la section 8.7.

### 5.2. Bilan de puissance

- 4 Le bilan de puissance met en évidence la marge de puissance dont dispose le Distributeur
- 5 pour combler les besoins dans chacun des réseaux.

**TABLEAU 5.1 :**  
**MARGES DE PUISSANCE PAR RÉSEAUX**  
**APRÈS APPLICATION DU CRITÈRE DE PLANIFICATION**

Hiver (1 <sup>er</sup> décembre au 31 mars) en kW	2022 - 2023	2023 - 2024	2024 - 2025	2025 - 2026	2026 - 2027	2027 - 2028	2028 - 2029	2029 - 2030	2030 - 2031	2031 - 2032
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>										
Cap-aux-Meules <sup>(5)</sup>	3 784	3 264	2 898	2 569	2 625	3 010	285	(3 790)	(6 541)	(8 983)
L'Île-d'Entrée	509	509	509	509	510	510	510	510	509	509
<b>Nunavik</b>										
Akulivik	423	405	386	366	346	330	316	302	288	274
Aupaluk <sup>(1)</sup>	767	732	715	706	699	355	349	344	339	334
Inukjuak <sup>(2)(4)</sup>	162	219	1 908	1 821	1 751	1 686	1 626	1 562	1 495	1 422
Iujivik	465	452	440	427	414	403	392	381	371	361
Kangiqsualujuaq	183	162	138	114	89	64	39	13	253	227
Kangiqsujuaq <sup>(1)</sup>	919	894	870	847	823	801	617	596	574	552
Kangirsuk	41	34	27	19	11	4	460	452	445	436
Kuujuuaq	233	151	85	16	1 029	951	868	786	702	615
Kuujuarapik <sup>(1)</sup>	1 376	1 341	687	655	631	611	592	574	554	533
Puvîrituq	257	203	151	100	1 784	1 734	1 684	1 635	1 585	1 534
Quaqtaq <sup>(1)</sup>	658	643	571	559	546	532	518	504	490	473
Salluit <sup>(1)</sup>	2 593	915	880	846	812	779	744	710	675	639
Tasiujaq <sup>(1)</sup>	417	467	464	457	446	436	426	416	407	396
Umiujaq	151	134	116	99	81	63	46	29	13	405
<b>Basse Côte-Nord</b>										
Lac-Robertson	1 760	1 726	1 695	1 665	1 636	1 607	1 578	1 547	1 514	1 478
La Romaine <sup>(3)</sup>										
Port-Menier	370	366	362	358	353	348	342	335	328	322
<b>Schefferville</b>										
Schefferville	1 074	953	856	766	681	595	490	388	294	203
<b>Haute-Mauricie</b>										
Clova <sup>(1)</sup>	2	1	239	239	238	236	234	232	231	229
Obedjwan <sup>(2)</sup>	234	178	102	11	1 351	1 263	1 194	1 129	1 048	959

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

2. Inclut l'option d'électricité interruptible.

3. Raccordé au réseau intégré.

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

5. Basé sur le statu quo

1 Les équipements planifiés suffisent à répondre aux besoins en puissance de la clientèle de  
2 chacun des réseaux autonomes, à l'exception du réseau de Cap-aux-Meules. Le déficit en  
3 puissance apparaissant à l'hiver 2029-2030 est lié à l'impact sur les besoins de puissance de  
4 la décision récente de la Régie ([D-2022-109](#)), dans laquelle elle rejette la stratégie de  
5 conversion proposée par le Distributeur consistant à raccorder le réseau des IDLM au moyen  
6 de câbles sous-marins, pour laquelle la puissance garantie se trouvait rehaussée, et maintient  
7 la stratégie d'approvisionnement actuelle. La forte croissance de la demande est  
8 principalement liée à la fin graduelle du PUEÉ, ayant pour impact la conversion des systèmes  
9 de chauffage du mazout à tout à l'électricité (TAÉ), faisant partie de la solution privilégiée par  
10 le Distributeur. Le plan de transition du PUEÉ devra être revu en fonction de la décision de la  
11 Régie, afin de continuer à répondre aux besoins en puissance du réseau des IDLM (voir la  
12 section 6.1). La prévision de la demande qui sera présentée dans le cadre de l'État  
13 d'avancement 2023 reflétera ce plan adapté.

14 Pour ce qui est de Clova, le Distributeur évalue la possibilité d'effectuer un raccordement au  
15 réseau intégré pour la pointe 2026-2027. Cette option n'a pas été intégrée au tableau des  
16 marges de puissance par réseaux, puisqu'elle est encore préliminaire. D'ici là, la génératrice  
17 mobile ajoutée dans ce village augmente la fiabilité d'approvisionnement.

18 Les stratégies utilisées dont il est question à la section 6 et qui seront appliquées par le  
19 Distributeur, sont reflétées au tableau 5.1, à l'exception du réseau de Cap-aux-Meules, pour  
20 lequel le Distributeur analyse actuellement les impacts de la décision de la Régie.



## **6. STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT**

### **6.1. Interventions en efficacité énergétique**

- 1 Conformément aux objectifs du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, le Distributeur
- 2 continuera à prioriser les interventions en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes
- 3 pour assurer l'équilibre offre-demande, et ce, à moindre coût.
- 4 Le tableau 6.1 présente le statut des interventions en efficacité énergétique dans les différents
- 5 réseaux autonomes, tandis que le tableau 6.2 présente le statut du PUEÉ.

**TABLEAU 6.1 :**  
**STATUT DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS LES RÉSEAUX AUTONOMES**

Interventions en efficacité énergétique		Anticosti	La Romaine*	Îles-de-la-Madeleine	Schefferville	Nunavik	Haute Mauricie	
<b>Interventions en efficacité énergétique</b>								
Tous les programmes offerts en réseau intégré étaient aussi disponibles en réseaux autonomes lorsque la rentabilité le permettait.								
<b>Tarifification dissuasive</b>						✓		
<b>Programme d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ)</b>		✓		✓	Non applicable	✓	✓	
<b>Interventions adaptées en efficacité énergétique</b>								
<b>Résidentiel</b>	<b>Sensibilisation</b>	Trousse éducative			Valise 00Watt	✓	✓	✓
		Campagne de sensibilisation à l'efficacité énergétique	✓		✓	✓	✓	✓
		Campagne de sensibilisation à la pointe hivernale	✓		✓	✓	✓	✓
		Concours « Cet hiver, j'adapte mes habitudes! »	✓		✓	✓	✓	✓
	<b>Diagnostic résidentiel</b>	Diagnostic résidentiel Mieux consommer (DRMC)	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
		Service "Comparez-vous"	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
	<b>Mieux consommer</b>	Produits économiseurs d'eau et d'énergie	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
		Éclairage LFC	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
		Éclairage DEL - extérieur	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
		Minuteriers pour chauffe-moteur (existant et nouv-const.)					PP complété	
		Thermostats	Complété	Complété	Complété	Complété	Non applicable	Complété
		Thermopompes efficaces			PP en cours			
		Laveuses à haut rendement d'essorage et sècheuses à condensation					PP en cours	
	<b>Rénovation énergétique</b>	Portes et fenêtres	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes					
		Social - MFR	Ce programme est disponible dans sa forme actuelle à tous les réseaux autonomes					
		Isolation de l'entretoit (propriétaires et locataires)	Non offert (non rentable)	Non offert (non rentable)	Complété	2/3 complétés (non rentable pour le 1/3)	Non applicable	Complété
		Audits énergétiques	Complété	Complété	Complété (CAM)	Complété	Complété	Complété
		Formation Construction	Non applicable	Complété	Non applicable	Complété	Non applicable	Complété
	<b>Chauffe-eau à trois éléments</b>	✓	Non applicable	✓			Non applicable	
	<b>Affaires</b>	<b>Programme spécifique éclairage efficace</b>	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété
<b>Éclairage public</b>		Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	Complété	
<b>Éclairage bâtiments publics (incluant Centrales)</b>			Complété	Complété		Complété	Complété	
<b>Thermostats</b>			Complété					
<b>Programme OIEÉB ET OIEÉSI (Solutions efficaces)</b>		✓		Plus d'un projet en cours	✓	✓	Audits énergétiques en cours à Kuujuaq	1 projet à Obedjiwan
<b>Génératrices d'urgence</b>						PP complété		
<b>Option d'électricité interruptible</b>							✓	

**Légende**  
 ✓ Programme en continu  
 PP Projet pilote  
 \* Le réseau de La Romaine est maintenant raccordé au réseau intégré

**TABLEAU 6.2 :**  
**PROGRAMME D'UTILISATION EFFICACE DE L'ÉNERGIE EN VIGUEUR AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2022**

Territoire	Programme	Clientèle	Combustible	Compensation en % / Contribution du client en c/litre (1)	Entretien & dépannage		Subvention			
					Entretien annuel	Dépannage réparation	Remplacement	Conversion	Agrandissement	Nouvelle construction
Îles-de-la-Madeleine	IDL	Résidentiel	Mazout	30% - 57,85 c/litre	Inclus	Inclus	Si équipement non fonctionnel : remplacé par équipement à l'électricité. Montant maximum déterminé. (2)	N/A	N/A	N/A
			Propane	30% - 43,56 c/litre	Inclus	Inclus		N/A	N/A	N/A
		Affaires	Mazout	10% - 69,57 c/litre	90% des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement		Traité au cas le cas Programmes EE affaires	N/A	N/A	N/A
			Propane	10% - 59,11 c/litre	90% des coûts jusqu'à un maximum annuel variable selon la capacité de l'équipement		Traité au cas le cas Programmes EE affaires	N/A	N/A	N/A
Nunavik	Cri	Résidentiel	Mazout	30% - 50,77 c/litre						
		Affaires		N/A						
	Makivik	Résidentiel	Mazout	30% - 50,77 c/litre	Inclus	Inclus				
		Affaires		30% - 53,58 c/litre	Inclus	Inclus				
Basse Côte-Nord	La Romaine (3)	Résidentiel	Mazout	30% - 51,26 c/litre				max : 8 500\$ S : 1000\$ CE : 500\$ 16\$/m <sup>2</sup> - 4 500\$	max : 4 000\$ S : 1000\$ CE : 500\$ 16\$/m <sup>2</sup>	max : 6 000\$ CE : 500\$ 10\$/m <sup>2</sup> - 4 000\$
		Affaires								
	Anticosti	Résidentiel	Mazout	30% - 51,26 c/litre	Inclus	Inclus	Inclus	max : 8 500\$ S : 1000\$ CE : 1 000\$ 16\$/m <sup>2</sup> - 4 500\$	max : 4 000\$ S : 1000\$ CE : 1 000\$ 16\$/m <sup>2</sup>	max : 6 000\$ CE : 1 000\$ 10\$/m <sup>2</sup> - 4 000\$
		Affaires	Mazout	30% - 54,11 c/litre	Inclus	Inclus	Système : 20 c/kWh Réservoir : 10 c/kWh Max. 80% CT	Système complet : 42 c/kWh Max. 90% CT		
Haute-Mauricie	Clova	Résidentiel					max : 8 500\$ S : 1000\$ CE : 500\$ 16\$/m <sup>2</sup> - 4 500\$	max : 4 000\$ S : 1000\$ CE : 500\$ 16\$/m <sup>2</sup>	max : 6 000\$ CE : 500\$ 10\$/m <sup>2</sup> - 4 000\$	
		Affaires								
	Opitciwan	Résidentiel	Mazout	30% - 51,26 c/litre	Inclus	Inclus				9 588,33 \$
		Affaires		30% - 54,11 c/litre	Inclus	Inclus				

**Notes**

- (1) Contribution est déterminée selon le tarif d'électricité en vigueur au 1er avril de chaque année.  
 (2) Plan de transition en révision, voir section suivante.  
 (3) Le réseau de La Romaine est maintenant raccordé au réseau intégré.

**Légende**

S : Supplément maximum      CE : Chauffe-eau      CT : Coûts totaux

### 6.1.1. Utilisation efficace de l'énergie

1 Dans l'optique d'encourager la clientèle des réseaux autonomes à utiliser une source d'énergie  
2 autre que l'électricité produite à partir d'une centrale thermique pour le chauffage des espaces,  
3 le Distributeur dispose de deux importants leviers : le tarif dissuasif pour les clients situés au  
4 nord du 53<sup>e</sup> parallèle et le PUEÉ. Ces leviers ont deux objectifs : d'une part, réduire la charge  
5 du Distributeur en période hivernale et, d'autre part, diminuer le coût des approvisionnements  
6 en combustible pour les centrales thermiques.

7 De plus, toujours dans le but d'utiliser l'énergie le plus efficacement possible, les ententes avec  
8 le Centre intégré de santé et de services sociaux des Îles (CISSS) et avec Résidence  
9 Plaisance (résidence privée pour personnes autonomes et semi-autonomes aux IDLM) pour  
10 la récupération de chaleur provenant de la centrale thermique de Cap-aux-Meules à des fins  
11 de chauffage des espaces se sont concrétisées respectivement en 2018 et 2021.

12 Le PUEÉ continue d'être offert dans les réseaux admissibles où il demeure pertinent. En ce  
13 qui concerne le réseau d'Inukjuak, le PUEÉ et la tarification dissuasive perdront leur pertinence  
14 étant donné le recours à une source d'énergie renouvelable par l'entremise de la nouvelle  
15 centrale hydroélectrique et l'entrée en vigueur du Tarif domestique biénergie – Réseau  
16 d'Inukjuak. Pour ce qui est du réseau des IDLM, la récente décision de la Régie<sup>3</sup>, qui implique  
17 la réalisation de nouvelles études et donc reportée à une date ultérieure la conversion du réseau  
18 à des sources d'énergie renouvelable, exigera de revoir le plan de transition du PUEÉ. En  
19 effet, le rythme de remplacement des systèmes de chauffage au combustible des clients  
20 participant au PUEÉ par des équipements à l'électricité devra être revu afin d'éviter de  
21 surcharger la centrale thermique de Cap-aux-Meules. Enfin, le PUEÉ dans le réseau de La  
22 Romaine a pris fin avec le raccordement du village de La Romaine à l'automne 2022.

### 6.1.2. Économie d'énergie et réductions de puissance

23 Bien que la clientèle des réseaux autonomes soit admissible à l'ensemble des interventions  
24 en efficacité énergétique (voir le tableau 6.1), le Distributeur s'affaire toujours à adapter cette  
25 offre aux besoins spécifiques de chaque réseau. Ainsi, afin de maximiser l'adhésion de ces  
26 clientèles, le Distributeur préconise une approche par projet, ce qui signifie par exemple qu'une  
27 nouvelle intervention en efficacité énergétique pourrait être déployée au sein d'un seul réseau  
28 pour une période définie. Le Distributeur compte maintenir cette approche dans les prochaines  
29 années, car elle permet d'accompagner les clients dans leurs démarches du début à la fin, de  
30 concentrer les efforts et de rejoindre le plus de clients possible.

31 La stratégie du Distributeur en réseaux autonomes visant à limiter la croissance de la demande  
32 en électricité se poursuivra et orientera les interventions futures. Le Distributeur compte  
33 accentuer ses activités de sensibilisation et de formation en efficacité énergétique à l'intention  
34 des clientèles résidentielle et commerciale dans certains réseaux et démarrer des études de

---

<sup>3</sup> Décision [D-2022-109](#).

- 1 potentiel ou projets pilotes dans d’autres afin de maximiser les retombées d’éventuelles  
 2 nouvelles interventions.
- 3 Le détail des impacts énergétiques prévus au cours des prochaines années des programmes  
 4 d’économie d’énergie et de réduction de puissance du Distributeur dans les réseaux  
 5 autonomes est présenté à la section 8.8. Le tableau 6.3 fait état des principales interventions  
 6 dont le lancement est prévu au cours des premières années du Plan.

**TABLEAU 6.3 :**  
**LISTE DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE PRÉVUES PAR RÉSEAU AUTONOME**

Réseau	Interventions
<b>Nunavik</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mise en place de certaines activités prévues au plan d’action en efficacité énergétique pour le Nunavik<sup>4</sup>, notamment :               <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Conclusion d’une entente avec la Fédération des Coopératives du Nouveau Québec (FCNQ) pour initier un projet pilote visant l’implantation de sécheuses à condensation (avec thermopompes) et de laveuses à haut rendement d’essorage. Selon les résultats, le déploiement du programme sera assuré par la FCNQ et d’autres produits efficaces pourraient éventuellement être ajoutés.</li> <li>○ Étude d’une nouvelle approche de sensibilisation visant spécifiquement les familles ou les communautés.</li> <li>○ Octroi d’un mandat à une firme externe pour la réalisation d’audits énergétiques auprès de clients commerciaux et institutionnels de Kuujuaq. Ces audits permettront d’estimer le potentiel de mesures d’économie d’énergie électrique et de réduction de puissance rentables et d’identifier les initiatives à mettre en œuvre dans les 14 villages du Nunavik. Suivant l’obtention du rapport final prévu au premier trimestre de 2023 et de ses conclusions, le déploiement progressif par village de ces initiatives sera planifié.</li> </ul> </li> </ul>
<b>Haute-Mauricie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• À la suite de la réalisation d’un projet de compression d’air à la scierie d’Obédiwan, poursuite des analyses visant l’identification de nouvelles initiatives en vue de leur implantation.</li> <li>• Identification d’initiatives en efficacité énergétique et implantation de ces dernières à Clova.</li> </ul>
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En raison de la décision <a href="#">D-2022-109</a>, analyse des impacts du report de la conversion du réseau des IDLM aux énergies renouvelables, ajustement du plan de transition du PUEÉ et des initiatives en efficacité énergétique.</li> </ul>

<sup>4</sup> [État d’avancement 2021 du Plan d’approvisionnement 2020-2029](#), page 32.

Réseau	Interventions
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Lancement en 2022 d'un projet pilote, en partenariat avec des entreprises locales, pour analyser les données de chauffage de 100 clients résidentiels afin d'évaluer le potentiel de réduction de puissance des thermopompes basse température, lesquelles sont particulièrement adaptées au climat plus tempéré de cette région<sup>5</sup>. L'installation des appareils devant être finalisée d'ici le 30 novembre 2022, l'analyse des données pourra se faire entre décembre 2022 et avril 2023.</li> <li>• Mise en place, en continu, d'interventions en efficacité énergétique selon une approche sur mesure et bonifiée pour la clientèle affaires.</li> <li>• Étude de faisabilité en cours pour les mesures visant certains usages, notamment les forces motrices et convoyeurs à Mines Seleine.</li> </ul>
<b>Tous</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Poursuite des campagnes de sensibilisation auprès de la population des réseaux autonomes à la pointe hivernale et à l'importance d'une consommation judicieuse en hiver.</li> <li>• Renouvellement du concours « Cet hiver, j'adapte mes habitudes! ».</li> <li>• Admissibilité des clients des réseaux autonomes aux nouveaux volets de <i>Solutions efficaces</i> (Petites entreprises et Analyse énergétique) comme dans le réseau intégré.</li> </ul>

## 6.2. Conversion des réseaux autonomes

- 1 Le Distributeur a entrepris de convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité  
2 des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres.
- 3 En continuité avec le *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, le Distributeur adapte sa stratégie  
4 de conversion des réseaux autonomes au contexte des différentes communautés qu'il dessert.  
5 Cette conversion vers des énergies plus propres et moins chères pourra ainsi prendre  
6 différentes formes :
- 7 > entente de gré à gré avec les communautés ;  
8 > partenariats avec les communautés ;  
9 > raccordement au réseau intégré d'Hydro-Québec ;  
10 > production et stockage chez le client.
- 11 Dans tous les cas, le Distributeur s'assurera que les projets de conversion qu'il privilégiera  
12 soient conformes aux quatre orientations approuvées par la Régie dans sa décision

<sup>5</sup> Aux Îles-de-la-Madeleine, la température hivernale descend rarement sous la barre des -15 °C.

1 D-2017-140 et réitérées par ses décisions D-2022-062 et [D-2022-109](#). Le Distributeur rappelle  
2 ici ces orientations :

- 3 > fiabilité de l'approvisionnement ;
- 4 > réduction des coûts d'approvisionnement ;
- 5 > réduction des émissions de GES ; et
- 6 > acceptabilité sociale et environnementale.

7 Dans ce contexte, le Distributeur évaluera au moment opportun, le coût des différentes  
8 alternatives d'alimentation spécifiques à chacun des réseaux.

9 Par ailleurs, conformément à la décision [D-2022-062](#), le Distributeur présente le suivi du plan  
10 d'action demandé par la Régie relativement à la transition énergétique dans les réseaux  
11 autonomes.

### 6.2.1. Nunavik

12 Le Distributeur vise toujours à développer des projets d'énergie renouvelable en partenariat  
13 avec des organisations inuites régionales. Dans le modèle d'affaires envisagé, les  
14 organisations inuites posséderaient et opéreraient des parcs de production d'énergie  
15 renouvelable et le Distributeur achèterait l'électricité produite en vertu de contrats  
16 d'approvisionnement en électricité. Le Distributeur maintient cette approche partenariale,  
17 jugeant qu'elle demeure la mieux adaptée au contexte d'affaires particulier du Nunavik.

18 À cette fin, le Distributeur a établi un partenariat exclusif avec Les Énergies Tarquti inc.  
19 (Tarquti) qui devient ainsi son partenaire privilégié pour les projets d'énergie renouvelable au  
20 Nunavik qui n'étaient pas déjà en négociation ou en réalisation, comme dans le cas des projets  
21 de Kuujuarapik-Whapmagoostui et d'Inukjuak. Cette relation d'affaires unique constitue une  
22 étape importante et structurante pour les Inuits du Nunavik qui développent déjà les outils et  
23 les compétences dont ils ont besoin pour mettre sur pied leurs propres projets d'énergie  
24 renouvelable respectueux de l'environnement et des valeurs des Inuits.

25 Ce partenariat a été conclu dans la foulée du Plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec qui  
26 vise à poursuivre la conversion des réseaux autonomes alimentés aux énergies fossiles à des  
27 sources d'énergie plus propres en visant à les approvisionner globalement en énergie propre  
28 à hauteur de 80 % à l'horizon 2030. Le déploiement des projets de conversion sera planifié en  
29 fonction de cet échéancier. Tarquti s'est d'ailleurs déjà mise en action en se dotant de  
30 ressources spécialisées pour identifier et développer des projets et en amorçant des  
31 discussions avec les instances locales en vue de lancer des démarches d'engagement  
32 communautaire et des projets d'énergie renouvelable.

### Quaqtaq

33 Le partenaire, Tarquti, y a installé une tour de mesure de vent en 2021, de même que dans  
34 quatre autres communautés du Nunavik. Des discussions entre Tarquti et Hydro-Québec  
35 visant à déterminer la faisabilité d'un projet éolien ont actuellement cours concernant ce

1 village. Le lancement d'un projet demeure toutefois conditionnel au succès des démarches  
2 d'acceptabilité sociale qui sont en cours de réalisation par Tarquti et à la résolution des enjeux  
3 technico-économiques que de tels projets peuvent présenter.

### **Tasiujaq**

4 La construction de la nouvelle centrale au diesel, qui intégrera de l'énergie solaire, a  
5 commencé à l'été 2021. Sa mise en service est prévue en 2023. Une intégration plus  
6 importante d'énergie renouvelable dans ce réseau pourrait se faire dans un deuxième temps  
7 en partenariat avec Tarquti.

### **Inukjuak**

8 Le promoteur a commencé la construction de la centrale hydroélectrique au fil de l'eau à l'été  
9 2020. Le début des livraisons est retardé au printemps de 2023 étant donné les restrictions de  
10 déplacement dans les villages du Nunavik engendrées par la pandémie de la COVID-19.

### **Kuujjuarapik-Whapmagoostui**

11 Le Distributeur poursuit ses discussions avec *Kuujjuarapik Whapmagoostui Renewable*  
12 *Energy Corporation* (KWREC) concernant un projet éolien. KWERC appartient à 50 % à la  
13 communauté crie de Whapmagoostui et à 50 % à la communauté inuit de Kuujjuarapik. Les  
14 discussions visant à conclure un contrat d'approvisionnement en électricité (CAÉ) sont en  
15 cours. Le Distributeur souhaite déposer un CAÉ pour approbation par la Régie en 2023.

## **6.2.2. Îles-de-la-Madeleine**

16 Le parc éolien de la Dune-du-Nord a commencé à produire de l'énergie propre et renouvelable  
17 aux IDLM à la fin de 2020. Ses livraisons au réseau des IDLM se poursuivent.

18 Le Distributeur prend acte de la décision [D-2022-109](#) de la Régie qui invite notamment le  
19 Distributeur à réaliser des études supplémentaires relatives aux scénarios S-15 et S-16, qui  
20 consistent à convertir la centrale de Cap-aux-Meules au gaz naturel renouvelable transporté  
21 sous forme liquéfiée (GNL-R) et à l'ajout d'éoliennes avec systèmes de stockage par batteries.  
22 Il note aussi l'invitation de la Régie « à déposer un état d'avancement des travaux réalisés [...]   
23 ainsi qu'un échéancier de réalisation ». Compte tenu du court délai entre la décision de la  
24 Régie et le dépôt du Plan, le Distributeur prévoit déposer un plan d'action ainsi qu'un  
25 échéancier de réalisation au premier trimestre de 2023.

26 Entre-temps, comme mentionné dans le cadre de la phase 2 du *Plan d'approvisionnement*  
27 *2020-2029*<sup>6</sup>, le Distributeur poursuit les discussions avec le promoteur du parc éolien de la  
28 Dune-du-Nord (PEDDN), en vue d'ajouter quatre éoliennes dans le secteur de la Grosse-Île,  
29 à environ trois kilomètres au nord-est du parc actuel. Les discussions avaient d'abord pour but  
30 de démontrer la compatibilité de ce projet avec le raccordement du réseau au moyen de câbles

---

<sup>6</sup> Dossier R-4110-2019 phase 2, pièce [B-0204](#), page 33.



1 sous-marins, l'ajout d'éoliennes demeurant compatible avec l'ensemble des scénarios retenus  
2 pour études additionnelles dans le cadre de la conversion du réseau des IDLM. De plus, un  
3 parc éolien pourrait être déployé plus rapidement, permettant ainsi d'atteindre une partie de  
4 l'objectif de réduction des émissions de GES à plus court terme. Le Distributeur souhaite  
5 poursuivre ses efforts en vue de conclure à très court terme un CAÉ avec le promoteur, qui  
6 sera déposé auprès de la Régie pour approbation le cas échéant.

### 6.2.3. Autres réseaux

#### **La Romaine**

7 Le raccordement au réseau intégré du village de La Romaine et de la communauté d'Unamen  
8 Shipu a été complété à l'automne 2022.

#### **Obedjiwan**

9 Le Distributeur poursuit ses discussions avec la communauté concernant un projet de  
10 biomasse. Le but des discussions est de conclure un CAÉ qui devrait être déposé pour  
11 approbation auprès de la Régie en décembre 2022.

#### **Clova**

12 Le Distributeur évalue la possibilité d'effectuer un raccordement au réseau intégré pour la  
13 pointe 2026-2027.

### 6.3. Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance

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

20 Dans le cadre de l'analyse réalisée pour définir sa stratégie de conversion du réseau des IDLM  
21 dans le cadre de la phase 2 du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*<sup>7</sup>, le Distributeur a  
22 considéré une contribution en puissance correspondant à 35 % de la puissance éolienne  
23 installée. Toutefois, avec l'expérience acquise depuis la mise en service du PEDDN aux IDLM,  
24 il estime que cette hypothèse pourrait devoir être ajustée. En effet, bien que le facteur  
25 d'utilisation moyen soit relativement élevé en raison d'un régime de vent exceptionnel aux  
26 IDLM, les quelques indisponibilités prolongées de l'une ou l'autre des éoliennes qui ont été  
27 observées montrent la vulnérabilité de la contribution en puissance associée à un parc de  
28 seulement deux éoliennes. Le Distributeur juge donc nécessaire de poursuivre sa prise

---

<sup>7</sup> Dossier R-4110-2019 phase 2, pièce [B-0204](#).

1 d'expérience dans l'exploitation d'un réseau autonome soumis à un jumelage éolien-diesel ou  
 2 avec un système de stockage avant de formaliser le réel impact sur le bilan de puissance.  
 3 Pour le cas des IDLM, le Distributeur prévoit tenir compte d'une contribution du PEDDN dans  
 4 le prochain état d'avancement, en fonction de l'expérience acquise depuis la mise en service.  
 5 Pour les autres réseaux, le Distributeur concentre ses efforts à l'utilisation des batteries pour  
 6 permettre et maximiser l'intégration d'énergie renouvelable. Il réévaluera alors le potentiel de  
 7 conjuguer les fonctionnalités d'écrêtage de pointe à celle d'intégration d'énergie renouvelable.  
 8 Le Distributeur fera le suivi dans le prochain état d'avancement.

9 Le tableau 6.4 présente les différents moyens pour assurer la fiabilité en puissance planifiés  
 10 ou en cours.

**TABLEAU 6.4 :**  
**MOYENS POUR ASSURER LA FIABILITÉ EN PUISSANCE PLANIFIÉS ET EN COURS**

Réseau	Moyens planifiés ou en cours de réalisation
<b>En planification</b>	
Aupaluk	> Évaluation de la possibilité de construction d'une nouvelle centrale thermique pour la pointe 2027-2028.
Clova	> Évaluation de la possibilité d'effectuer un raccordement pour la pointe 2026-2027. D'ici là, un groupe électrogène mobile assurera la fiabilité en puissance et un projet de synchronisation des groupes de la centrale est prévu pour la pointe 2024-2025, ce qui permettra de pleinement tirer profit de la génératrice d'urgence.
Îles-de-la-Madeleine	> Révision, compte tenu de la décision <a href="#">D-2022-109</a> , du plan de transition du PUEÉ (voir la section 6.1) et dépôt d'un plan visant notamment à assurer la fiabilité en puissance à long terme (voir la section 6.2).
Inukjuak	> Planification de la construction d'une nouvelle centrale thermique de réserve pour la pointe 2024-2025. La centrale hydroélectrique du producteur privé sera en service au printemps 2023.
Kangiqualujuaq	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2030-2031.
Kangijsujuaq	> Évaluation de la possibilité de construire une nouvelle centrale thermique pour la pointe 2028-2029.
Kangirsuk	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2028-2029.
Kuujuaq	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2026-2027.
Kuujuarapik	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2024-2025 ; d'ici là un groupe électrogène mobile assurera la fiabilité en puissance.

Réseau	Moyens planifiés ou en cours de réalisation
Obedjiwan	> Poursuite des discussions en vue de conclure un contrat d'approvisionnement en électricité provenant de la biomasse ; ce projet viendrait combler les besoins en puissance pour la pointe 2026-2027. D'ici là, l'entente de puissance interruptible assurera la fiabilité en puissance.
Puvirnituk	> Planification de la construction d'une nouvelle centrale thermique pour la pointe 2026-2027.
Quaqtaq	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2024-2025 ; d'ici là un groupe électrogène mobile assurera la fiabilité en puissance.
Umiujaq	> Planification d'une augmentation de puissance pour la pointe 2031-2032.
<b>En cours</b>	
Aupaluk	> Raccordement au réseau d'un groupe électrogène mobile avant la pointe 2022-2023 afin d'assurer la fiabilité en puissance à court terme, soit d'ici à ce que la solution permanente soit implantée.
Quaqtaq	> Raccordement au réseau, avant la pointe 2022-2023, d'un groupe électrogène mobile afin d'assurer la fiabilité en puissance à court terme, soit d'ici à ce que la solution permanente soit implantée.
Tasiujaq	> Poursuite de la construction de la nouvelle centrale thermique dont la mise en service est planifiée pour la pointe 2023-2024.

## 7. COÛTS ÉVITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES

1 Le Distributeur maintient sa méthode d'évaluation des coûts évités de l'énergie et de la  
2 puissance approuvée dans la décision D-2017-140.

### 7.1. Coûts évités de l'énergie

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

- 5 > coût de combustible (incluant le transport et la distribution) ;
- 6 > taux de rendement moyen de la centrale (exprimé en kWh/litre) ;
- 7 > coûts variables d'exploitation et d'entretien ;
- 8 > pertes sur le réseau ;
- 9 > coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre.

10 À partir de ces variables, une annuité croissante (exprimée en \$ 2022), indexée à l'inflation,  
11 est calculée. Comparativement à ceux présentés dans le cadre de *l'État d'avancement 2021*  
12 *du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, les coûts évités sont plus élevés, principalement en  
13 raison de la révision à la hausse de la prévision des prix des combustibles.

14 Pour le réseau de Schefferville, le coût évité de l'énergie est basé sur les paramètres du contrat  
15 avec NALCOR.

### 7.2. Coûts évités de la puissance

16 Pour l'ensemble des territoires, les coûts évités de la puissance exprimés en \$/kW-an  
17 demeurent identiques à ceux présentés dans le cadre de *l'État d'avancement 2021 du Plan*  
18 *d'approvisionnement 2020-2029*. Seuls les paramètres économiques ont été mis à jour.

## 7.3. Coûts évités par réseaux autonomes

**TABLEAU 7.1 :**  
**COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES – ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2022**

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>					
Cap-aux-Meules	21,18	210	56%	4,26	25,44
<b>Nunavik</b>					
Akulivik	55,57	980	61%	18,31	73,88
Aupaluk	59,37	980	60%	18,74	78,11
Inukjuak	59,62	980	63%	17,84	77,46
Ivujivik	60,50	980	62%	17,96	78,45
Kangiqsualujuaq	61,10	980	51%	21,96	83,07
Kangiqsujuaq	57,92	980	60%	18,65	76,57
Kangirsuk	59,12	980	67%	16,59	75,70
Kuujuaq	57,70	980	60%	18,65	76,35
Kuujuarapik	55,48	980	64%	17,47	72,95
Puvimituk	54,36	980	58%	19,29	73,65
Quaqtaq	65,33	980	53%	21,16	86,49
Salluit	55,21	980	61%	18,24	73,45
Tasiujaq	59,24	980	66%	16,92	76,16
Umiujaq	58,25	980	55%	20,46	78,71
<b>Basse-Côte-Nord</b>					
Port Menier	37,23	830	50%	19,13	56,36
<b>Haute Mauricie</b>					
Clova	42,03	830	41%	23,28	65,31
Opitciwan	36,42	830	47%	20,07	56,49
<b>Schefferville</b>					
	2,70	161	46%	4,01	6,72

## 8. AUTRES INFORMATIONS RELATIVES AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

### 8.1. Écarts entre la production et les ventes

- 1 Le tableau 8.1 présente les écarts entre la production en énergie et les ventes pour l'année  
2 2021.

**TABLEAU 8.1 :  
ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES - 2021**

	Production (GWh)	Consommation des centrales, pertes et usage interne (GWh)	Ventes (GWh)	Écarts entre la production et les ventes (%)	Consommation des centrales (GWh)	Usage interne (GWh)	Pertes (GWh)
<b>Iles-de-la-Madeleine</b>							
Cap-aux-Meules	205,7	21,5	184,2	11,7%	12,8	0,3	8,3
L'Île-d'Entrée	0,9	0,2	0,7	26,6%	0,1	0,0	0,0
Sous-total	206,6	21,7	184,9	11,7%	12,9	0,4	8,4
<b>Nunavik</b>							
Akulivik	3,5	0,3	3,2	8,5%	0,2	0,0	0,1
Aupaluk	2,4	0,2	2,2	10,6%	0,1	0,0	0,1
Inukjuak	11,2	1,2	10,0	11,6%	0,2	0,0	0,9
Ivujivik	2,6	0,2	2,3	10,2%	0,2	0,0	0,0
Kangișualujuaq	4,9	0,3	4,5	7,6%	0,2	0,0	0,2
Kangișujuaq	5,1	0,3	4,8	6,0%	0,2	0,0	0,1
Kangirsuk	4,2	0,3	3,8	9,0%	0,1	0,0	0,2
Kuujuaq	20,0	0,8	19,2	4,2%	0,4	0,0	0,3
Kuujuarapik	12,1	1,0	11,1	8,9%	0,5	0,1	0,5
Puvimutq	11,8	0,5	11,3	4,5%	0,3	0,0	0,2
Quaqtaq	3,0	0,3	2,8	9,3%	0,1	0,0	0,1
Salluit	9,4	1,0	8,4	12,0%	0,3	0,0	0,7
Tasiujaq	2,6	0,2	2,5	6,8%	0,1	0,0	0,0
Umiujaq	3,3	0,3	3,0	10,0%	0,2	0,0	0,1
Sous-total :	96,1	6,9	89,1	7,8%	3,1	0,3	3,6
<b>Basse-Côte-Nord</b>							
Lac-Robertson	69,3	9,2	60,1	15,3%	1,2	0,3	7,7
La Romaine	14,6	0,7	13,9	4,7%	0,4	0,0	0,2
Port-Menier	4,3	0,3	4,0	8,0%	0,2	0,0	0,1
Sous-total :	88,2	10,2	78,0	13,0%	1,8	0,4	8,0
<b>Schefferville</b>	45,9	3,8	42,1	9,1%	0,3	0,0	3,5
<b>Haute-Mauricie</b>							
Clova	0,8	0,1	0,6	16,9%	0,0	0,0	0,1
Obedjiwan	13,5	0,7	12,8	5,2%	0,3	0,0	0,4
Sous-total :	14,2	0,8	13,5	5,8%	0,3	0,0	0,5
<b>Réseaux autonomes</b>	<b>451,0</b>	<b>43,4</b>	<b>407,6</b>	<b>10,6%</b>	<b>18,42</b>	<b>1,02</b>	<b>23,92</b>

- 3 Les tableaux pour les années 2019 et 2020 ont respectivement été présentés dans les États  
4 d'avancement 2020 et 2021 du *Plan d'approvisionnement 2020-2029 du Distributeur*.

## 8.2. Historique de la demande 2009-2021 par territoires et par réseaux

1 Au terme de l'année 2021, les réseaux autonomes comptaient 20 717 abonnements répartis  
 2 sur cinq territoires, soit les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik, la Basse-Côte-Nord, Schefferville  
 3 et la Haute-Mauricie. De ces abonnements, 17 709 étaient des abonnements résidentiels.

4 De 2009 à 2021, la clientèle des réseaux autonomes a crû d'environ 4 136 abonnements, dont  
 5 plus de 73 % sont situés au Nunavik.

6 Quant à la production d'énergie, celle-ci est passée de 403 GWh à près de 451 GWh, soit une  
 7 croissance annuelle moyenne de 0,9 %. En ce qui a trait à la somme des pointes annuelles  
 8 pour tous les réseaux autonomes, celle-ci a connu une hausse annuelle moyenne de 1,2 %  
 9 passant de 87 MW pour 2009-2010 à 100 MW pour 2021-2022.

**TABLEAU 8.2 :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – RÉSEAUX AUTONOMES**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	16 581	16 831	17 266	17 668	18 055	18 225	18 539	19 166	19 553	19 820	20 139	20 444	20 717
<i>dont résidentiel</i>	13 997	14 233	14 644	15 024	15 367	15 510	15 819	16 213	16 598	16 939	17 175	17 437	17 709
<b>Ventes (GWh)</b>	355,46	342,22	361,78	365,86	375,68	387,37	398,77	399,02	395,88	409,48	409,08	406,92	407,59
<i>dont résidentiel</i>	196	186	199	201	214	213	218	217	213	224	227	228	228
Pertes, consommation des centrales et usage interne	47,88	47,36	51,20	45,82	48,89	49,79	46,95	42,34	39,98	44,36	46,24	44,79	43,36
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	403,34	389,59	412,98	411,68	424,57	437,15	445,72	441,35	435,86	453,84	455,31	451,71	450,95
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	87,21	88,57	88,00	93,10	95,23	95,95	93,46	94,87	98,71	97,21	96,95	95,52	100,12
<b>Puissance installée</b>	160,81	160,81	162,50	163,89	163,73	165,59	169,92	169,92	170,15	170,76	170,87	171,16	165,94

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.

10 Les tableaux suivants présentent les historiques consolidés du nombre d'abonnements, des  
 11 ventes, des besoins en énergie et en puissance des réseaux autonomes, de même que de la  
 12 puissance installée des centrales par territoires et réseaux.

**TABLEAU 8.2-1 :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	7 371	7 434	7 484	7 524	7 561	7 577	7 567	7 732	7 764	7 789	7 852	7 960	8 063
<i>dont résidentiel</i>	6 432	6 499	6 549	6 593	6 635	6 660	6 664	6 764	6 813	6 869	6 909	6 992	7 091
<b>Ventes (GWh)</b>	167,02	158,92	167,05	166,35	169,32	175,34	177,32	175,74	173,10	179,72	181,35	179,38	184,89
<i>dont résidentiel</i>	93,59	88,16	92,95	93,12	99,54	99,51	100,62	99,28	97,27	102,54	104,84	103,96	106,02
Pertes, consommation des centrales et usage interne	18,73	19,98	22,86	21,37	22,91	22,69	22,03	19,60	21,02	20,91	21,73	21,24	21,68
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	185,75	178,90	189,91	187,72	192,23	198,03	199,35	195,33	194,12	200,63	203,08	200,62	206,57
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	39,21	39,76	38,88	42,06	41,94	41,64	40,98	41,63	45,30	42,95	42,40	41,34	44,96
<b>Puissance installée</b>	68,15	68,15	68,15	68,19	68,19	68,19	68,19	68,19	68,19	68,19	68,19	68,19	68,19

**TABLEAU 8.2-1-A :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	7 272	7 333	7 383	7 425	7 463	7 480	7 472	7 632	7 662	7 688	7 752	7 862	7 967
<i>dont résidentiel</i>	6 353	6 421	6 471	6 516	6 558	6 584	6 588	6 685	6 732	6 789	6 830	6 913	7 012
<b>Ventes (GWh)</b>	166,17	158,12	166,19	165,54	168,53	174,49	176,48	175,01	172,37	178,96	180,58	178,65	184,21
<i>dont résidentiel</i>	92,94	87,57	92,30	92,53	98,89	98,86	99,98	98,73	96,72	101,97	104,26	103,39	105,50
Pertes, consommation des centrales et usage interne	18,52	19,81	22,65	21,16	22,69	22,47	21,82	19,40	20,83	20,67	21,52	21,04	21,50
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	184,68	177,93	188,84	186,70	191,22	196,97	198,31	194,41	193,20	199,63	202,10	199,69	205,71
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	38,96	39,50	38,60	41,80	41,66	41,36	40,75	41,40	45,05	42,68	42,12	41,12	44,74
<b>Puissance installée</b>	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04

**TABLEAU 8.2-1-B :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – L'ÎLE-D'ENTRÉE**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	99	101	101	99	98	97	95	100	102	101	100	98	96
<i>dont résidentiel</i>	79	78	78	77	77	76	79	81	80	79	79	79	79
<b>Ventes (GWh)</b>	0,85	0,80	0,86	0,81	0,79	0,85	0,84	0,72	0,73	0,76	0,77	0,73	0,68
<i>dont résidentiel</i>	0,65	0,59	0,64	0,60	0,65	0,65	0,65	0,55	0,55	0,56	0,57	0,57	0,52
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,21	0,18	0,21	0,21	0,22	0,22	0,20	0,20	0,19	0,24	0,21	0,20	0,18
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	1,06	0,98	1,07	1,02	1,02	1,07	1,04	0,92	0,92	1,00	0,98	0,93	0,86
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,25	0,26	0,28	0,26	0,28	0,28	0,23	0,23	0,25	0,27	0,28	0,22	0,22
<b>Puissance installée</b>	1,11	1,11	1,11	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15

**TABLEAU 8.2-2 :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – NUNAVIK**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	5 087	5 239	5 602	5 923	6 206	6 325	6 668	7 035	7 352	7 577	7 788	7 975	8 110
<i>dont résidentiel</i>	4 258	4 402	4 738	5 027	5 271	5 372	5 683	5 943	6 245	6 483	6 639	6 805	6 948
<b>Ventes (GWh)</b>	68,55	69,88	72,63	75,54	77,99	80,78	85,05	86,72	87,71	89,65	87,41	88,80	89,15
<i>dont résidentiel</i>	30,92	31,07	32,49	33,71	35,98	35,46	37,27	37,85	38,25	40,32	40,61	42,40	43,00
Pertes, consommation des centrales et usage interne	5,89	6,82	6,96	6,82	6,91	6,94	6,57	6,07	5,42	6,50	6,82	6,02	6,92
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	74,44	76,70	79,59	82,36	84,91	87,72	91,62	92,79	93,14	96,15	94,22	94,83	96,07
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	14,13	14,74	15,02	15,46	15,97	16,87	16,58	17,03	17,80	17,98	17,58	18,11	19,47
<b>Puissance installée</b>	28,00	28,00	29,70	31,04	31,09	33,29	32,53	32,53	32,76	33,36	33,47	33,77	34,27

**TABLEAU 8.2-2-A :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – AKULIVIK**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	206	211	259	260	293	292	297	307	307	302	323	330	336
<i>dont résidentiel</i>	172	175	221	221	251	250	253	260	259	256	276	281	286
<b>Ventes (GWh)</b>	2,56	2,67	2,74	2,88	2,91	2,93	3,12	3,44	3,14	3,08	3,08	3,09	3,20
<i>dont résidentiel</i>	1,19	1,20	1,25	1,34	1,46	1,42	1,43	1,50	1,40	1,47	1,46	1,46	1,58
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,26	0,39	0,47	0,41	0,43	0,46	0,50	0,36	0,17	0,24	0,39	0,26	0,27
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	2,82	3,06	3,21	3,29	3,34	3,39	3,62	3,80	3,31	3,32	3,48	3,35	3,47
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,56	0,64	0,65	0,65	0,67	0,69	0,74	0,69	0,76	0,72	0,71	0,64	0,68
<b>Puissance installée</b>	0,90	0,90	0,90	0,90	0,90	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02

**TABLEAU 8.2-2-B :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – AUPALUK**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	100	99	116	125	137	138	139	145	140	142	153	158	158
<i>dont résidentiel</i>	66	66	81	87	99	99	99	100	98	98	108	110	109
<b>Ventes (GWh)</b>	1,16	1,20	1,31	1,40	1,54	1,66	1,64	1,81	1,89	2,00	1,92	2,18	2,15
<i>dont résidentiel</i>	0,43	0,45	0,51	0,56	0,61	0,61	0,62	0,63	0,61	0,68	0,69	0,74	0,72
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,08	0,11	0,11	0,19	0,20	0,13	0,15	0,09	0,11	0,10	0,20	0,22	0,23
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	1,25	1,31	1,42	1,58	1,74	1,79	1,80	1,90	2,00	2,10	2,12	2,40	2,38
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,27	0,30	0,32	0,33	0,35	0,35	0,37	0,40	0,43	0,43	0,43	0,46	0,47
<b>Puissance installée</b>	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,85	0,85	0,96	0,96	0,96



**TABLEAU 8.2-2-C :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – INUKJUAQ**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	592	615	656	659	729	735	772	794	809	869	895	897	922
<i>dont résidentiel</i>	530	551	586	590	656	655	680	691	707	765	795	796	821
<b>Ventes (GWh)</b>	7,73	7,77	8,33	8,70	8,61	8,85	9,66	9,47	9,76	10,02	9,96	9,92	9,99
<i>dont résidentiel</i>	3,91	3,93	4,18	4,38	4,45	4,41	4,76	4,72	4,88	4,99	4,95	5,18	5,17
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,62	0,58	0,66	0,48	0,65	0,89	0,72	0,77	0,55	0,86	0,78	0,76	1,16
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	8,35	8,35	9,00	9,18	9,25	9,74	10,38	10,24	10,31	10,88	10,74	10,68	11,15
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	1,57	1,59	1,64	1,60	1,74	1,86	1,82	1,82	1,95	1,98	1,86	1,99	2,45
<b>Puissance installée</b>	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76	3,76

**TABLEAU 8.2-2-D :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – IVUJIVIK**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	139	144	154	151	157	182	179	205	225	222	221	222	222
<i>dont résidentiel</i>	107	111	118	117	119	145	144	160	179	179	177	177	177
<b>Ventes (GWh)</b>	1,60	1,61	1,81	1,92	1,90	2,23	2,23	2,31	2,43	2,39	2,31	2,26	2,35
<i>dont résidentiel</i>	0,70	0,78	0,83	0,86	0,93	0,96	1,00	1,03	1,08	1,14	1,13	1,15	1,20
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,14	0,18	0,24	0,15	0,21	0,11	0,14	0,12	0,16	0,14	0,16	0,14	0,24
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	1,74	1,79	2,05	2,07	2,11	2,34	2,37	2,43	2,60	2,54	2,47	2,40	2,59
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,36	0,38	0,44	0,39	0,46	0,48	0,46	0,47	0,53	0,49	0,45	0,46	0,52
<b>Puissance installée</b>	1,02	1,02	1,02	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	0,98	1,48

**TABLEAU 8.2-2-E :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KANGIQSUALUJUAQ**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	272	285	289	312	315	321	317	330	369	375	407	423	429
<i>dont résidentiel</i>	232	245	247	269	271	275	272	277	311	316	343	362	367
<b>Ventes (GWh)</b>	3,78	3,80	3,96	4,09	4,10	4,17	4,16	4,09	4,65	4,54	4,50	4,53	4,53
<i>dont résidentiel</i>	1,90	1,85	1,86	1,93	2,00	1,98	1,89	1,82	1,91	1,93	2,00	2,19	2,17
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,34	0,31	0,34	0,31	0,33	0,30	0,42	0,59	0,45	0,43	0,47	0,35	0,35
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	4,12	4,11	4,30	4,40	4,44	4,47	4,58	4,68	5,09	4,97	4,97	4,88	4,88
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,84	0,84	0,81	0,90	0,84	0,86	0,91	0,92	0,99	1,09	1,02	1,09	0,99
<b>Puissance installée</b>	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98	2,27	2,27

**TABLEAU 8.2-2-F :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KANGIQSUJUAQ**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	243	250	271	278	277	282	363	398	433	461	463	505	510
<i>dont résidentiel</i>	194	204	224	230	235	234	313	334	369	393	399	435	442
<b>Ventes (GWh)</b>	3,35	3,58	3,72	3,61	3,88	3,86	4,53	4,61	4,58	4,84	4,67	4,65	4,83
<i>dont résidentiel</i>	1,47	1,67	1,77	1,78	1,97	1,75	2,03	2,09	2,10	2,26	2,27	2,63	2,69
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,30	0,33	0,31	0,40	0,36	0,65	0,36	0,21	0,33	0,24	0,25	0,39	0,29
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	3,66	3,91	4,04	4,01	4,24	4,51	4,89	4,81	4,92	5,08	4,92	5,04	5,12
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,73	0,89	0,75	0,74	0,83	0,97	0,96	1,01	0,97	1,06	0,89	0,97	1,00
<b>Puissance installée</b>	1,52	1,52	1,52	1,52	1,57	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53

**TABLEAU 8.2-2-G :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KANGIRSUK**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	251	252	264	267	270	269	289	298	299	295	310	314	320
<i>dont résidentiel</i>	207	207	217	218	218	218	235	241	240	239	252	255	260
<b>Ventes (GWh)</b>	3,06	3,20	3,24	3,18	3,32	3,17	3,38	3,45	3,40	3,52	3,52	3,62	3,81
<i>dont résidentiel</i>	1,31	1,26	1,36	1,35	1,41	1,40	1,41	1,44	1,41	1,47	1,48	1,55	1,64
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,20	0,18	0,17	0,20	0,17	0,18	0,17	0,15	0,30	0,44	0,25	0,21	0,34
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	3,26	3,38	3,41	3,38	3,49	3,35	3,56	3,59	3,70	3,96	3,78	3,83	4,16
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,66	0,68	0,67	0,68	0,66	0,67	0,68	0,69	0,75	0,71	0,68	0,68	0,75
<b>Puissance installée</b>	1,36	1,36	1,36	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46

**TABLEAU 8.2-2-H :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KUUJJUAQ**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	1 265	1 280	1 406	1 514	1 529	1 532	1 591	1 650	1 720	1 747	1 779	1 803	1 812
<i>dont résidentiel</i>	1 098	1 113	1 227	1 325	1 329	1 331	1 387	1 438	1 499	1 544	1 542	1 561	1 567
<b>Ventes (GWh)</b>	16,13	16,05	16,39	17,24	17,97	18,72	19,51	19,71	19,48	19,48	19,46	19,45	19,17
<i>dont résidentiel</i>	7,03	6,82	7,24	7,46	7,87	7,79	8,09	8,44	8,53	8,78	8,86	9,01	9,13
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,95	1,48	0,95	1,16	1,02	0,90	0,81	0,62	0,69	1,12	0,70	1,02	0,80
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	17,07	17,53	17,34	18,40	18,99	19,62	20,31	20,33	20,17	20,60	20,17	20,47	19,97
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	3,12	3,20	3,37	3,45	3,61	3,82	3,58	3,75	3,80	3,85	3,90	3,85	4,22
<b>Puissance installée</b>	4,56	4,56	6,25	6,25	6,25	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01	6,01

**TABLEAU 8.2-2-I :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – KUUJJUARAPIK**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	569	573	594	627	625	644	678	710	716	721	729	762	764
<i>dont résidentiel</i>	459	464	480	515	512	527	556	576	586	602	604	636	639
<b>Ventes (GWh)</b>	9,50	9,31	9,70	10,08	10,17	10,66	11,23	11,29	11,38	11,34	11,13	11,02	11,15
<i>dont résidentiel</i>	4,10	4,07	4,09	4,29	4,55	4,55	4,83	4,85	4,80	5,06	5,16	5,29	5,28
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,00	1,12	1,16	0,96	0,90	0,87	0,84	0,93	0,71	0,72	0,66	0,87	0,99
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	10,50	10,43	10,86	11,04	11,07	11,53	12,07	12,22	12,09	12,06	11,79	11,90	12,14
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	1,81	1,94	1,87	2,01	2,00	2,14	2,03	2,17	2,25	2,14	2,03	2,14	2,35
<b>Puissance installée</b>	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41

**TABLEAU 8.2-2-J :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – PUVIRNITUQ**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	611	660	680	748	813	849	917	944	974	1 028	1 035	1 031	1 069
<i>dont résidentiel</i>	523	574	595	657	716	751	815	838	866	912	915	915	959
<b>Ventes (GWh)</b>	8,08	8,42	8,68	9,16	9,76	10,11	10,61	11,20	11,47	12,41	10,82	11,29	11,26
<i>dont résidentiel</i>	3,56	3,60	3,71	3,87	4,23	4,21	4,57	4,54	4,53	5,03	4,94	5,04	5,07
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,65	0,80	1,06	1,08	1,00	0,98	0,86	0,87	0,34	0,32	1,00	0,24	0,50
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	8,72	9,22	9,74	10,24	10,77	11,09	11,47	12,07	11,81	12,73	11,82	11,53	11,77
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	1,64	1,67	1,75	1,85	1,88	1,99	2,02	2,04	2,18	2,30	2,37	2,29	2,37
<b>Puissance installée</b>	2,87	2,87	2,87	4,15	4,15	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75	4,75

**TABLEAU 8.2-2-K :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – QUAQTAQ**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	141	144	149	171	173	172	200	215	214	228	255	266	265
<i>dont résidentiel</i>	106	106	111	131	131	130	160	170	169	183	207	217	217
<b>Ventes (GWh)</b>	1,94	2,19	2,15	2,23	2,31	2,45	2,75	2,71	2,60	2,67	2,88	2,80	2,77
<i>dont résidentiel</i>	0,75	0,82	0,83	0,86	0,98	0,99	1,04	1,08	1,05	1,10	1,26	1,30	1,34
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,16	0,14	0,19	0,20	0,21	0,19	0,20	0,15	0,19	0,27	0,28	0,25	0,26
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	2,10	2,33	2,34	2,42	2,52	2,64	2,94	2,86	2,78	2,94	3,15	3,05	3,03
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,46	0,42	0,46	0,51	0,50	0,54	0,57	0,55	0,53	0,57	0,60	0,66	0,60
<b>Puissance installée</b>	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09	1,09

**TABLEAU 8.2-2-L :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – SALLUIT**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	432	437	462	468	528	548	564	625	672	706	740	751	767
<i>dont résidentiel</i>	367	371	398	400	452	470	482	532	580	608	635	645	668
<b>Ventes (GWh)</b>	5,85	5,82	6,25	6,48	6,95	7,12	7,28	7,62	7,65	7,82	7,74	8,34	8,43
<i>dont résidentiel</i>	3,01	3,02	3,23	3,23	3,55	3,43	3,62	3,68	3,76	4,07	4,03	4,33	4,42
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,63	0,76	0,78	0,87	0,84	0,80	0,85	0,71	0,80	0,96	1,12	0,81	1,01
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	6,48	6,58	7,03	7,35	7,79	7,92	8,13	8,33	8,45	8,79	8,86	9,15	9,44
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	1,23	1,27	1,36	1,36	1,41	1,48	1,43	1,47	1,53	1,50	1,55	1,73	1,88
<b>Puissance installée</b>	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88	2,88

**TABLEAU 8.2-2-M :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – TASIUAQ**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	116	116	131	140	156	159	159	168	191	196	195	199	207
<i>dont résidentiel</i>	84	84	98	105	120	121	121	130	151	155	154	157	162
<b>Ventes (GWh)</b>	1,85	2,11	1,99	2,10	2,06	2,22	2,26	2,22	2,36	2,48	2,47	2,66	2,46
<i>dont résidentiel</i>	0,62	0,62	0,66	0,74	0,82	0,81	0,82	0,85	0,87	0,91	0,96	0,94	0,93
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,31	0,20	0,27	0,22	0,31	0,26	0,32	0,29	0,36	0,37	0,26	0,24	0,17
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	2,16	2,31	2,26	2,32	2,36	2,48	2,58	2,51	2,72	2,85	2,73	2,91	2,62
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,45	0,42	0,44	0,48	0,46	0,50	0,45	0,48	0,51	0,53	0,48	0,48	0,53
<b>Puissance installée</b>	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85

**TABLEAU 8.2-2-N :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – UMIUAQ**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	150	173	171	203	204	202	203	246	283	285	283	314	329
<i>dont résidentiel</i>	113	131	135	162	162	166	166	196	231	233	232	258	274
<b>Ventes (GWh)</b>	1,96	2,14	2,35	2,48	2,50	2,62	2,69	2,80	2,91	3,06	2,95	2,97	3,04
<i>dont résidentiel</i>	0,92	0,98	0,97	1,04	1,16	1,16	1,14	1,17	1,32	1,42	1,43	1,59	1,65
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,26	0,25	0,25	0,19	0,29	0,20	0,23	0,21	0,27	0,27	0,28	0,27	0,31
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	2,22	2,40	2,59	2,67	2,78	2,83	2,91	3,01	3,18	3,33	3,23	3,24	3,34
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,44	0,50	0,50	0,53	0,57	0,54	0,56	0,60	0,62	0,62	0,62	0,69	0,66
<b>Puissance installée</b>	1,05	1,05	1,05	1,05	1,05	1,82	1,05	1,05	1,21	1,82	1,82	1,82	1,82

**TABLEAU 8.2-3 :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – BASSE-CÔTE-NORD**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	2 849	2 871	2 867	2 868	2 878	2 889	2 878	2 945	2 960	2 958	2 973	2 987	2 996
<i>dont résidentiel</i>	2 293	2 304	2 306	2 314	2 322	2 332	2 328	2 363	2 371	2 376	2 392	2 403	2 401
<b>Ventes (GWh)</b>	77,42	72,34	77,09	77,04	78,25	79,92	81,07	81,32	78,97	81,13	82,26	80,60	78,00
<i>dont résidentiel</i>	49,82	45,56	49,20	48,82	51,45	51,44	51,89	52,08	50,24	51,45	52,65	51,79	49,83
Pertes, consommation des centrales et usage interne	12,17	11,11	10,68	9,33	10,42	10,77	10,67	10,78	8,33	10,06	9,73	10,08	10,16
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	89,59	83,45	87,77	86,36	88,66	90,69	91,74	92,10	87,29	91,20	91,99	90,68	88,16
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	21,06	21,37	21,44	21,94	23,59	23,33	22,04	21,84	21,29	21,02	22,62	20,49	20,41
<b>Puissance installée</b>	42,22	42,22	42,22	42,22	42,02	41,67	41,67	41,67	41,67	41,67	41,67	41,67	35,95

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.

**TABLEAU 8.2-3-A :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – LAC-ROBERTSON**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	2 277	2 296	2 292	2 291	2 295	2 297	2 287	2 333	2 331	2 329	2 329	2 335	2 347
<i>dont résidentiel</i>	1 825	1 833	1 828	1 833	1 836	1 838	1 833	1 860	1 855	1 858	1 860	1 866	1 866
<b>Ventes (GWh)</b>	60,83	56,90	60,90	60,92	61,70	62,78	63,60	63,83	61,76	63,09	63,97	62,66	60,09
<i>dont résidentiel</i>	39,06	35,78	38,73	38,36	40,38	40,37	40,63	40,88	39,27	39,95	40,65	40,14	38,18
Pertes, consommation des centrales et usage interne	10,99	10,11	9,44	8,18	8,91	9,26	9,40	9,45	7,02	8,59	8,34	8,63	9,18
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	71,81	67,01	70,34	69,10	70,62	72,04	73,00	73,28	68,79	71,68	72,30	71,30	69,28
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	16,70	17,21	17,27	17,59	18,89	18,80	17,54	17,32	16,76	16,23	17,72	16,14	19,29
<b>Puissance installée</b>	33,71	33,71	33,71	33,71	33,50	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10

**TABLEAU 8.2-3-B :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – LA ROMAINE**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	371	370	371	373	377	383	383	398	415	417	432	440	438
<i>dont résidentiel</i>	323	322	325	327	331	337	338	348	361	363	377	382	380
<b>Ventes (GWh)</b>	12,50	11,57	12,36	12,35	12,64	13,07	13,25	13,21	13,11	13,95	14,13	13,81	13,90
<i>dont résidentiel</i>	8,76	7,93	8,51	8,48	9,01	9,01	9,16	9,12	8,99	9,46	9,89	9,67	9,76
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,79	0,63	0,88	0,75	1,00	0,97	0,89	0,95	0,90	1,00	0,95	1,14	0,66
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	13,29	12,20	13,24	13,10	13,64	14,04	14,13	14,16	14,01	14,95	15,08	14,95	14,56
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	3,32	3,18	3,18	3,23	3,59	3,38	3,39	3,39	3,38	3,68	3,69	3,35	
<b>Puissance installée</b>	5,67	5,67	5,67	5,67	5,67	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	5,72	

**TABLEAU 8.2-3-C :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – PORT-MENIER**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	201	205	204	204	206	209	208	214	214	212	212	212	211
<i>dont résidentiel</i>	145	149	153	154	155	157	157	155	155	155	155	155	155
<b>Ventes (GWh)</b>	4,09	3,87	3,83	3,77	3,90	4,07	4,23	4,28	4,10	4,09	4,16	4,13	4,01
<i>dont résidentiel</i>	2,00	1,85	1,95	1,97	2,07	2,06	2,11	2,08	1,98	2,04	2,11	1,97	1,88
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,40	0,36	0,36	0,39	0,51	0,54	0,38	0,38	0,40	0,47	0,45	0,30	0,32
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	4,49	4,23	4,18	4,16	4,41	4,61	4,61	4,66	4,50	4,57	4,61	4,44	4,33
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	1,04	0,97	0,99	1,12	1,11	1,14	1,11	1,13	1,15	1,11	1,21	1,01	1,11
<b>Puissance installée</b>	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85

**TABLEAU 8.2-4 :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – SCHEFFERVILLE**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	720	725	747	779	832	857	865	858	867	863	877	880	897
<i>dont résidentiel</i>	542	548	563	589	634	642	648	631	640	649	658	664	687
<b>Ventes (GWh)</b>	31,04	29,15	33,36	36,19	37,62	38,86	42,87	42,45	43,01	45,08	43,94	44,23	42,08
<i>dont résidentiel</i>	16,92	16,14	18,71	19,92	21,31	21,29	22,53	21,87	21,34	22,72	22,52	22,92	22,05
Pertes, consommation des centrales et usage interne	10,18	8,60	9,81	7,22	7,73	8,36	6,00	4,45	4,17	5,86	7,16	7,00	3,82
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	41,21	37,75	43,17	43,41	45,34	47,22	48,87	46,90	47,18	50,94	51,10	51,23	45,90
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	9,60	9,60	9,50	10,40	10,52	10,78	10,50	10,90	10,80	11,70	10,90	12,10	11,60
<b>Puissance installée</b>	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	17,00	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10

**TABLEAU 8.2-5 :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – HAUTE-MAURICIE**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	554	562	566	574	578	577	561	596	610	633	649	642	651
<i>dont résidentiel</i>	472	480	488	501	505	504	496	512	529	562	577	573	582
<b>Ventes (GWh)</b>	11,44	11,94	11,65	10,76	12,50	12,47	12,46	12,79	13,09	13,90	14,12	13,90	13,47
<i>dont résidentiel</i>	5,09	5,07	5,16	5,30	5,60	5,60	5,59	5,60	5,84	6,57	6,65	6,77	6,66
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,91	0,85	0,89	1,08	0,93	1,02	1,68	1,43	1,04	1,03	0,80	0,44	0,78
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	12,34	12,79	12,53	11,84	13,43	13,49	14,13	14,23	14,13	14,92	14,92	14,34	14,25
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	3,22	3,10	3,16	3,24	3,22	3,34	3,36	3,46	3,53	3,56	3,45	3,49	3,68
<b>Puissance installée</b>	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43	5,43

**TABLEAU 8.2-5-A :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – CLOVA**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	57	57	60	60	60	59	58	57	58	59	59	57	58
<i>dont résidentiel</i>	36	36	40	40	40	39	38	38	45	45	45	44	45
<b>Ventes (GWh)</b>	0,78	0,68	0,70	0,67	0,65	0,72	0,69	0,62	0,70	0,68	0,65	0,64	0,65
<i>dont résidentiel</i>	0,46	0,45	0,43	0,41	0,43	0,43	0,44	0,39	0,44	0,44	0,41	0,42	0,42
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,05	0,08	0,11	0,07	0,13	0,10	0,11	0,16	0,11	0,14	0,15	0,14	0,11
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	0,83	0,76	0,80	0,74	0,78	0,81	0,80	0,78	0,81	0,82	0,80	0,78	0,76
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	0,19	0,24	0,22	0,23	0,21	0,22	0,19	0,19	0,21	0,23	0,22	0,22	0,27
<b>Puissance installée</b>	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53

**TABLEAU 8.2-5-B :**  
**HISTORIQUE DE LA DEMANDE – OBEDIJAN**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
<b>Nombre d'abonnements</b>	497	505	506	514	518	518	503	539	552	574	590	585	593
<i>dont résidentiel</i>	436	444	448	461	465	465	458	474	484	517	532	529	537
<b>Ventes (GWh)</b>	10,66	11,26	10,95	10,09	11,85	11,75	11,77	12,17	12,39	13,22	13,47	13,26	12,83
<i>dont résidentiel</i>	4,62	4,62	4,73	4,89	5,17	5,17	5,15	5,21	5,40	6,13	6,24	6,35	6,24
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,86	0,77	0,78	1,01	0,80	0,92	1,57	1,27	0,93	0,88	0,65	0,30	0,67
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	11,52	12,03	11,73	11,09	12,65	12,67	13,33	13,44	13,32	14,10	14,12	13,56	13,49
<b>En MW</b>	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19	2019/20	2020/21	2021/22
<b>Besoins en puissance à la pointe</b>	3,03	2,86	2,94	3,01	3,01	3,12	3,16	3,27	3,31	3,33	3,23	3,27	3,41
<b>Puissance installée</b>	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90

### 8.3. Prévision de la demande 2022-2032 par territoires et par réseaux

**TABLEAU 8.3 :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – RÉSEAUX AUTONOMES**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	17 616	17 893	18 156	18 423	18 688	18 950	12 134	12 383	12 626	12 869	13 107	-2,9%
<b>Ventes (GWh)</b>	410,53	425,80	439,82	442,01	442,27	445,20	260,50	262,60	265,58	268,72	272,92	-4,0%
<i>dont résidentiel</i>	225,53	238,10	250,30	251,96	254,62	257,32	148,38	150,20	152,53	154,98	158,06	-3,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	43,25	45,27	46,49	46,66	46,59	46,86	25,73	25,91	26,17	26,42	26,78	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	453,78	471,08	486,31	488,67	488,86	492,06	286,24	288,51	291,74	295,14	299,70	-4,1%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	100,95	106,85	107,91	108,96	109,61	62,66	63,33	64,01	64,72	65,47		-4,7%
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	282,46	285,78	289,45	291,95	295,29	298,50	259,02	263,26	268,21	273,34	279,44	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>2</sup></i>	77,41	78,15	78,96	79,48	80,22	66,21	67,79	68,90	70,19	71,53		

Note : Les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.  
1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

- 1 Comme mentionné précédemment, bien que le Distributeur analyse présentement les impacts  
2 à la suite de la décision de la Régie rendue dans le cadre de la phase 2 du *Plan*  
3 *d'approvisionnement 2020-2029*<sup>8</sup>, les résultats présentés reflètent le contexte où le  
4 raccordement par câbles sous-marins au réseau intégré de la centrale de Cap-aux-Meules en  
5 décembre 2027 demeure la solution privilégiée pour la conversion de ce réseau.
- 6 Sans tenir compte du raccordement au réseau intégré pour les clients approvisionnés par la  
7 centrale de Cap-aux-Meules, le nombre d'abonnements résidentiels pour le territoire des IDLM  
8 en 2032 est estimé à 7 081, soit un accroissement annuel moyen de -0,04 %.
- 9 De 2022 à 2027, soit la période précédant un raccordement prévu vers la fin de l'année 2027,  
10 les demandes en énergie et en puissance devraient croître respectivement de 0,003 % et  
11 4,97 %. La croissance de la pointe supérieure à celle de la demande en énergie s'explique  
12 entre autres par la conversion graduelle des systèmes de chauffage au mazout arrivés en fin  
13 de vie utile vers des systèmes de chauffage électriques.

<sup>8</sup> Dossier R-4110-2019, phase 2, décision [D-2022-109](#).

**TABLEAU 8.3-1 :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	7 111	7 128	7 139	7 149	7 153	7 152	80	80	79	79	79	-36,2%
<b>Ventes (GWh)</b>	189,47	191,11	192,58	192,50	189,61	189,50	0,74	0,73	0,73	0,73	0,73	-42,6%
<i>dont résidentiel</i>	110,02	111,18	112,12	111,99	112,24	112,47	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	-41,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,66	21,84	22,01	22,00	21,67	21,66	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	211,12	212,95	214,59	214,51	211,28	211,16	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	-41,9%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	46,74	47,26	47,62	47,95	47,90	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	-44,4%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	56,33	54,20	52,08	49,97	47,87	45,79	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	18,24	17,55	16,85	16,17	15,48	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-1-A :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – CAP-AUX-MEULES**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	7 030	7 047	7 059	7 069	7 073	7 072						
<b>Ventes (GWh)</b>	188,73	190,37	191,84	191,77	188,87	188,76						
<i>dont résidentiel</i>	109,47	110,63	111,56	111,44	111,69	111,92						
Pertes, consommation des centrales et usage interne	21,47	21,65	21,82	21,81	21,48	21,47						
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	210,19	212,02	213,66	213,58	210,36	210,24						
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	46,50	47,02	47,39	47,71	47,66							
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	56,07	53,94	51,82	49,71	47,62	45,53						
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	18,17	17,47	16,78	16,09	15,40							

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-1-B :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – L'ÎLE-D'ENTRÉE**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	81	81	80	80	80	80	80	80	79	79	79	-0,2%
<b>Ventes (GWh)</b>	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,73	0,74	0,73	0,73	0,73	0,73	-0,1%
<i>dont résidentiel</i>	0,56	0,56	0,56	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	-0,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	0,19	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	0,93	0,93	0,93	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	-0,1%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,0%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,26	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	0,08	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

1 Le Nunavik représente le territoire des réseaux autonomes avec le plus fort potentiel de  
2 croissance. En effet, un total de 9 425 abonnés résidentiels est prévu en 2032 par rapport à  
3 7 178 en 2022, soit une croissance annuelle moyenne de 2,8 %.

4 Les demandes en énergie et en puissance pour la même période devraient s'établir  
5 respectivement à près de 147 GWh et 28 MW, pour des croissances annuelles moyennes

1 respectives de 3,6 % et 4,4 %. Ces taux de croissance, qui sont supérieurs à celui des  
 2 abonnements, s'expliquent notamment par la conversion des systèmes de chauffage des  
 3 espaces à la biénergie électricité-mazout et de l'eau à l'électrique de la clientèle résidentielle  
 4 d'Inukjuak à la suite de la mise en service de la centrale hydroélectrique qui alimentera ce  
 5 réseau.

**TABLEAU 8.3-2 :  
 PRÉVISION DE LA DEMANDE – NUNAVIK**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	7 178	7 408	7 639	7 869	8 099	8 328	8 554	8 778	8 998	9 214	9 425	2,8%
<b>Ventes (GWh)</b>	96,39	107,06	118,36	120,37	122,72	124,92	127,55	129,36	131,57	133,86	136,66	3,6%
<i>dont résidentiel</i>	44,17	53,50	63,86	65,31	67,04	68,80	70,80	72,33	74,10	75,91	78,03	5,9%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	6,41	7,99	8,90	9,05	9,22	9,41	9,60	9,74	9,91	10,07	10,29	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	102,79	115,05	127,26	129,42	131,93	134,33	137,16	139,10	141,48	143,93	146,95	3,6%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	19,38	24,54	25,03	25,54	26,02	26,52	26,98	27,46	27,94	28,47		4,4%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	212,30	217,35	222,86	227,16	232,17	236,98	242,58	246,55	251,21	255,97	261,62	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>2</sup></i>	54,64	55,94	57,35	58,45	59,74	60,97	62,41	63,42	64,62	65,84		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-A :  
 PRÉVISION DE LA DEMANDE – AKULIVIK**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	295	304	313	322	330	339	348	357	365	373	381	2,6%
<b>Ventes (GWh)</b>	3,47	3,55	3,65	3,73	3,82	3,92	4,00	4,05	4,11	4,18	4,27	2,1%
<i>dont résidentiel</i>	1,61	1,64	1,69	1,73	1,78	1,82	1,88	1,92	1,96	2,01	2,07	2,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,28	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,37	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	3,75	3,86	3,97	4,06	4,16	4,26	4,35	4,41	4,48	4,55	4,64	2,2%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,74	0,76	0,78	0,80	0,82	0,83	0,85	0,86	0,87	0,89		2,1%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	7,80	7,97	8,20	8,39	8,61	8,82	9,03	9,18	9,35	9,53	9,73	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>2</sup></i>	1,99	2,03	2,09	2,14	2,19	2,25	2,30	2,34	2,38	2,42		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-B :  
 PRÉVISION DE LA DEMANDE – AUPALUK**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	113	116	120	123	127	130	133	137	140	143	146	2,7%
<b>Ventes (GWh)</b>	2,65	2,90	3,02	3,07	3,10	3,13	3,17	3,19	3,21	3,24	3,27	2,1%
<i>dont résidentiel</i>	0,74	0,76	0,79	0,80	0,82	0,85	0,87	0,89	0,91	0,93	0,96	2,5%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,15	0,21	0,24	0,25	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	2,80	3,11	3,26	3,32	3,36	3,39	3,43	3,45	3,48	3,51	3,55	2,4%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,58	0,61	0,63	0,64	0,65	0,65	0,66	0,66	0,67	0,67		1,7%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	4,80	5,15	5,34	5,43	5,52	5,60	5,70	5,75	5,82	5,90	5,98	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>2</sup></i>	1,26	1,35	1,40	1,42	1,44	1,47	1,49	1,51	1,52	1,54		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.



**TABLEAU 8.3-2-C :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – INUKJUAQ**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	847	874	900	927	953	980	1 006	1 033	1 059	1 086	1 112	2,8%
<b>Ventes (GWh)</b>	10,76	19,47	28,90	29,59	30,32	30,97	31,74	32,30	32,98	33,68	34,52	12,4%
<i>dont résidentiel</i>	5,29	13,80	22,99	23,47	24,07	24,68	25,39	25,94	26,57	27,23	28,01	18,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,77	1,50	2,18	2,22	2,28	2,34	2,40	2,45	2,50	2,55	2,61	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	11,52	20,98	31,08	31,81	32,60	33,32	34,14	34,75	35,47	36,22	37,13	12,4%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	2,17	6,97	7,14	7,33	7,50	7,68	7,83	8,00	8,17	8,37		16,2%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	24,60	25,20	25,96	26,61	27,26	27,80	28,44	28,90	29,46	30,04	30,74	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	6,26	6,41	6,61	6,77	6,94	7,07	7,24	7,35	7,49	7,64		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-D :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – IVUJIVIK**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	183	188	194	199	205	211	216	221	226	231	236	2,6%
<b>Ventes (GWh)</b>	2,59	2,67	2,73	2,79	2,85	2,91	2,97	3,01	3,06	3,11	3,17	2,0%
<i>dont résidentiel</i>	1,21	1,24	1,26	1,29	1,32	1,35	1,39	1,42	1,45	1,48	1,52	2,3%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,17	0,19	0,20	0,20	0,20	0,21	0,21	0,22	0,22	0,22	0,23	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	2,76	2,85	2,93	2,99	3,05	3,12	3,18	3,23	3,28	3,34	3,40	2,1%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,54	0,55	0,56	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64		2,0%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	5,76	5,91	6,04	6,17	6,31	6,45	6,60	6,71	6,83	6,95	7,10	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	1,48	1,52	1,56	1,59	1,62	1,66	1,70	1,73	1,76	1,79		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-E :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – KANGIQSUALUJUAQ**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	378	390	401	413	424	435	447	458	469	480	491	2,6%
<b>Ventes (GWh)</b>	4,97	5,05	5,17	5,27	5,39	5,51	5,65	5,75	5,87	5,99	6,14	2,1%
<i>dont résidentiel</i>	2,25	2,28	2,34	2,39	2,45	2,51	2,58	2,63	2,69	2,76	2,83	2,3%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,41	0,47	0,48	0,48	0,50	0,51	0,52	0,53	0,54	0,55	0,56	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	5,38	5,52	5,65	5,76	5,89	6,02	6,17	6,28	6,41	6,54	6,70	2,2%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	1,09	1,11	1,14	1,16	1,19	1,21	1,24	1,26	1,29	1,31		2,1%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	11,04	11,23	11,51	11,74	12,02	12,29	12,60	12,84	13,11	13,38	13,70	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	2,88	2,93	3,00	3,06	3,13	3,20	3,29	3,35	3,42	3,49		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-F :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – KANGIQSUJUAQ**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	459	476	493	510	527	544	560	576	592	607	622	3,1%
<b>Ventes (GWh)</b>	5,18	5,33	5,47	5,57	5,69	5,81	5,94	6,03	6,14	6,25	6,39	2,1%
<i>dont résidentiel</i>	2,71	2,79	2,88	2,95	3,04	3,13	3,23	3,31	3,40	3,49	3,59	2,8%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,29	0,34	0,35	0,36	0,36	0,37	0,38	0,39	0,39	0,40	0,41	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	5,47	5,66	5,82	5,93	6,05	6,18	6,32	6,42	6,53	6,65	6,80	2,2%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	1,03	1,06	1,08	1,11	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22	1,24		2,0%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	12,02	12,35	12,71	13,00	13,33	13,66	14,02	14,29	14,59	14,90	15,25	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	3,09	3,18	3,27	3,34	3,43	3,51	3,61	3,68	3,75	3,83		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-G :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – KANGIRSUK**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	266	272	278	284	290	296	301	307	313	318	324	2,0%
<b>Ventes (GWh)</b>	3,87	3,90	3,94	3,97	4,01	4,04	4,10	4,12	4,16	4,20	4,25	1,0%
<i>dont résidentiel</i>	1,61	1,63	1,67	1,69	1,73	1,76	1,80	1,83	1,86	1,89	1,93	1,9%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,24	0,27	0,27	0,27	0,27	0,28	0,28	0,28	0,29	0,29	0,29	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	4,11	4,16	4,21	4,24	4,28	4,32	4,38	4,40	4,44	4,49	4,55	1,0%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,77	0,78	0,78	0,79	0,80	0,81	0,81	0,82	0,83	0,84		0,9%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	8,13	8,23	8,36	8,45	8,56	8,67	8,81	8,89	9,00	9,11	9,26	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	2,12	2,15	2,18	2,20	2,23	2,26	2,30	2,32	2,35	2,38		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-H :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – KUJJUAQ**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	1 615	1 663	1 711	1 759	1 807	1 854	1 901	1 946	1 990	2 034	2 076	2,5%
<b>Ventes (GWh)</b>	20,76	21,27	21,66	21,94	22,29	22,64	23,15	23,49	23,90	24,33	24,85	1,8%
<i>dont résidentiel</i>	9,53	9,68	9,96	10,18	10,44	10,70	11,00	11,22	11,47	11,73	12,04	2,4%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,70	0,87	0,93	0,94	0,96	0,98	0,99	1,00	1,02	1,04	1,06	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	21,45	22,14	22,60	22,88	23,25	23,63	24,14	24,49	24,93	25,37	25,92	1,9%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	4,09	4,18	4,24	4,31	4,38	4,46	4,54	4,62	4,71	4,79		1,8%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	44,17	45,24	46,26	47,04	47,98	48,93	50,12	50,94	51,91	52,89	54,07	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	11,51	11,79	12,06	12,26	12,51	12,75	13,06	13,28	13,53	13,78		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-I :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – KUUJUARAPIK**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	656	673	690	707	724	741	757	774	789	805	820	2,3%
<b>Ventes (GWh)</b>	11,91	12,09	12,30	12,43	12,59	12,70	12,84	12,89	12,99	13,09	13,25	1,1%
<i>dont résidentiel</i>	5,47	5,57	5,70	5,79	5,91	6,03	6,17	6,27	6,39	6,52	6,67	2,0%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,88	0,97	0,99	1,00	1,01	1,02	1,04	1,04	1,05	1,06	1,07	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	12,79	13,06	13,29	13,43	13,60	13,72	13,87	13,93	14,04	14,15	14,32	1,1%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	2,31	2,34	2,38	2,41	2,43	2,45	2,47	2,49	2,51	2,53		1,0%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	26,40	26,87	27,42	27,78	28,23	28,61	29,08	29,35	29,70	30,07	30,56	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	6,72	6,84	6,98	7,07	7,19	7,28	7,40	7,47	7,56	7,65		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-J :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – PUVIRNITUQ**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	995	1 031	1 067	1 103	1 139	1 175	1 211	1 247	1 282	1 317	1 351	3,1%
<b>Ventes (GWh)</b>	12,07	12,34	12,66	12,89	13,16	13,42	13,72	13,94	14,20	14,46	14,77	2,0%
<i>dont résidentiel</i>	5,16	5,33	5,53	5,69	5,87	6,05	6,26	6,42	6,61	6,79	7,01	3,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,78	0,87	0,89	0,91	0,93	0,95	0,97	0,99	1,00	1,02	1,04	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	12,85	13,21	13,56	13,80	14,09	14,37	14,69	14,92	15,20	15,48	15,81	2,1%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	2,33	2,38	2,43	2,48	2,53	2,58	2,63	2,68	2,73	2,78		2,0%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	25,84	26,55	27,35	27,97	28,68	29,38	30,17	30,77	31,45	32,13	32,92	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	6,58	6,76	6,96	7,12	7,30	7,48	7,68	7,83	8,00	8,18		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-K :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – QUAQTAQ**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	227	237	247	257	267	277	287	297	306	316	326	3,7%
<b>Ventes (GWh)</b>	3,28	3,37	3,42	3,46	3,53	3,59	3,67	3,73	3,80	3,87	3,97	1,9%
<i>dont résidentiel</i>	1,46	1,48	1,52	1,57	1,62	1,68	1,74	1,79	1,85	1,91	1,98	3,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,19	0,27	0,29	0,29	0,29	0,30	0,31	0,31	0,32	0,32	0,33	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	3,46	3,64	3,71	3,75	3,82	3,89	3,98	4,04	4,11	4,20	4,30	2,2%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,68	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77	0,78	0,80		1,9%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	7,07	7,24	7,38	7,54	7,73	7,92	8,15	8,32	8,52	8,74	8,98	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	1,82	1,87	1,90	1,94	1,99	2,04	2,10	2,14	2,19	2,25		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-L :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – SALLUIT**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	692	716	741	765	789	813	837	861	885	909	931	3,0%
<b>Ventes (GWh)</b>	8,88	9,02	9,23	9,37	9,54	9,71	9,90	10,04	10,21	10,39	10,60	1,8%
<i>dont résidentiel</i>	4,48	4,57	4,71	4,83	4,97	5,11	5,27	5,40	5,55	5,69	5,86	2,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,03	1,08	1,10	1,12	1,14	1,16	1,19	1,20	1,22	1,24	1,27	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	9,91	10,10	10,33	10,49	10,68	10,87	11,09	11,25	11,44	11,63	11,87	1,8%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	1,79	1,83	1,86	1,90	1,93	1,96	2,00	2,03	2,07	2,10		1,8%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	21,36	21,79	22,37	22,82	23,34	23,87	24,47	24,92	25,45	25,97	26,58	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>2</sup></i>	5,50	5,61	5,76	5,87	6,01	6,14	6,30	6,41	6,55	6,68		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-M :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – TASIUJAQ**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	168	174	179	185	191	197	202	208	213	218	223	2,9%
<b>Ventes (GWh)</b>	2,65	2,67	2,67	2,69	2,74	2,79	2,84	2,88	2,93	2,98	3,04	1,4%
<i>dont résidentiel</i>	0,98	1,01	1,04	1,07	1,10	1,14	1,17	1,20	1,23	1,26	1,30	2,9%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,27	0,32	0,33	0,33	0,33	0,34	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	2,92	2,99	3,00	3,02	3,07	3,12	3,19	3,23	3,28	3,34	3,40	1,5%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,55	0,55	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62		1,4%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	5,51	5,61	5,70	5,78	5,91	6,05	6,19	6,30	6,42	6,55	6,69	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>2</sup></i>	1,44	1,47	1,49	1,51	1,54	1,58	1,62	1,64	1,68	1,71		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-2-N :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – UMIUJAQ**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	284	295	305	316	326	337	347	357	366	376	385	3,1%
<b>Ventes (GWh)</b>	3,36	3,43	3,53	3,60	3,68	3,77	3,86	3,93	4,01	4,09	4,18	2,2%
<i>dont résidentiel</i>	1,68	1,73	1,80	1,85	1,91	1,98	2,04	2,09	2,15	2,21	2,28	3,1%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,26	0,32	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36	0,37	0,38	0,38	0,39	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	3,62	3,76	3,86	3,94	4,03	4,12	4,23	4,30	4,39	4,47	4,58	2,4%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,71	0,73	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87		2,2%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	7,80	8,00	8,25	8,46	8,70	8,93	9,19	9,38	9,59	9,81	10,05	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>2</sup></i>	1,98	2,04	2,10	2,15	2,21	2,27	2,34	2,39	2,44	2,49		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

1 Sans les variations associées au raccordement du réseau de La Romaine au réseau intégré,  
 2 le nombre d'abonnés résidentiels du territoire de la Basse-Côte-Nord est estimé à 2 521 en  
 3 2032, soit une hausse annuelle moyenne de 0,43 % par rapport à 2 415 en 2022. Par ailleurs,  
 4 pour la même période et en excluant le réseau de La Romaine, les demandes en énergie et  
 5 en puissance devraient connaître des croissances annuelles moyennes de 1,22 % et 0,84 %  
 6 respectivement.

**TABLEAU 8.3-3 :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – BASSE-CÔTE-NORD**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	2 029	2 035	2 039	2 043	2 048	2 052	2 057	2 061	2 066	2 070	2 075	0,2%
<b>Ventes (GWh)</b>	65,00	67,80	68,21	68,06	68,18	68,30	68,70	68,56	68,71	68,87	69,32	0,6%
<i>dont résidentiel</i>	40,48	42,29	42,57	42,50	42,60	42,71	43,00	42,94	43,07	43,21	43,54	0,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	7,76	8,01	8,04	8,04	8,05	8,07	8,10	8,10	8,11	8,13	8,17	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	72,77	75,81	76,25	76,09	76,23	76,36	76,80	76,66	76,82	77,00	77,50	0,6%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	19,48	19,52	19,55	19,59	19,62	19,65	19,69	19,73	19,77	19,81		0,2%
<hr/>												
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	1,10	1,12	1,13	1,13	1,13	1,14	1,15	1,15	1,16	1,17	1,18	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>2</sup></i>	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,38		

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-3-A :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – LAC-ROBERTSON**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	1 869	1 872	1 875	1 878	1 882	1 885	1 888	1 891	1 894	1 897	1 900	0,2%
<b>Ventes (GWh)</b>	60,85	63,62	63,99	63,84	63,94	64,05	64,41	64,27	64,39	64,52	64,93	0,7%
<i>dont résidentiel</i>	38,48	40,25	40,52	40,44	40,53	40,62	40,89	40,82	40,92	41,04	41,34	0,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	7,36	7,60	7,63	7,62	7,64	7,65	7,68	7,68	7,69	7,71	7,74	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	68,21	71,21	71,62	71,46	71,58	71,70	72,10	71,94	72,08	72,23	72,68	0,6%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	18,31	18,34	18,38	18,41	18,43	18,46	18,49	18,52	18,56	18,59		0,2%
<hr/>												
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>2</sup></i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-3-B :  
PRÉVISION DE LA DEMANDE – LA ROMAINE**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>												
<b>Ventes (GWh)</b>												
<i>dont résidentiel</i>												
Pertes, consommation des centrales et usage interne												
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>												
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>												
<hr/>												
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>												
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>2</sup></i>												

Note : Aucune valeur n'est présentée considérant que le réseau de La Romaine sera raccordé au réseau intégré au cours de l'année 2022.

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-3-C :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – PORT-MENIER**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	160	162	164	165	166	168	169	170	172	173	174	0,9%
<b>Ventes (GWh)</b>	4,15	4,19	4,22	4,22	4,23	4,25	4,29	4,30	4,32	4,35	4,39	0,6%
<i>dont résidentiel</i>	2,00	2,04	2,06	2,06	2,07	2,09	2,11	2,13	2,15	2,17	2,20	0,9%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,41	0,42	0,42	0,42	0,43	0,43	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	4,56	4,60	4,63	4,63	4,65	4,67	4,71	4,72	4,74	4,77	4,82	0,6%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	1,17	1,17	1,18	1,18	1,19	1,19	1,20	1,20	1,21	1,22		0,5%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	1,10	1,12	1,13	1,13	1,13	1,14	1,15	1,15	1,16	1,17	1,18	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,36	0,36	0,36	0,36	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,38		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-4 :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – SCHEFFERVILLE**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	698	709	719	729	738	747	755	764	771	779	785	1,2%
<b>Ventes (GWh)</b>	45,40	45,36	45,94	46,10	46,43	46,75	47,36	47,56	47,93	48,29	48,80	0,7%
<i>dont résidentiel</i>	23,69	23,83	24,31	24,55	24,87	25,19	25,62	25,80	26,08	26,35	26,70	1,2%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	6,31	6,31	6,39	6,41	6,46	6,50	6,59	6,61	6,67	6,72	6,79	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	51,71	51,67	52,33	52,51	52,88	53,25	53,95	54,18	54,59	55,00	55,59	0,7%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	11,62	11,74	11,83	11,92	12,01	12,09	12,20	12,30	12,40	12,49		0,8%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-5 :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – HAUTE-MAURICIE**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	599	613	620	633	651	670	687	700	712	727	744	2,2%
<b>Ventes (GWh)</b>	14,27	14,47	14,73	14,98	15,34	15,74	16,15	16,38	16,64	16,98	17,40	2,0%
<i>dont résidentiel</i>	7,16	7,29	7,44	7,62	7,86	8,14	8,41	8,57	8,74	8,97	9,24	2,6%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,11	1,13	1,15	1,17	1,19	1,22	1,25	1,27	1,29	1,31	1,35	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	15,39	15,59	15,88	16,15	16,53	16,96	17,40	17,65	17,93	18,29	18,74	2,0%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	3,74	3,79	3,87	3,96	4,06	4,15	4,22	4,29	4,37	4,46		2,0%
<b>Utilisation efficace de l'énergie :</b>												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	12,73	13,11	13,38	13,69	14,12	14,59	15,04	15,31	15,59	15,95	16,39	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	4,18	4,30	4,39	4,49	4,63	4,79	4,94	5,03	5,12	5,24		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-5-A :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – CLOVA**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	45	46	46	47	47	47	48	48	48	49	49	0,8%
<b>Ventes (GWh)</b>	0,69	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69	0,70	0,70	0,70	0,71	0,72	0,4%
<i>dont résidentiel</i>	0,45	0,44	0,45	0,45	0,46	0,46	0,47	0,47	0,47	0,48	0,49	0,8%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	0,12	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	0,80	0,79	0,80	0,80	0,80	0,80	0,81	0,82	0,82	0,83	0,84	0,4%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25		0,6%
<hr/>												
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

**TABLEAU 8.3-5-B :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – OBEDIWAN**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	Croiss. annuelle moy. 2022-2032
<b>Nombre d'abonnements résidentiels</b>	554	567	574	587	604	623	640	652	663	678	695	2,3%
<b>Ventes (GWh)</b>	13,59	13,79	14,05	14,30	14,66	15,05	15,46	15,68	15,94	16,27	16,68	2,1%
<i>dont résidentiel</i>	6,71	6,85	6,99	7,17	7,41	7,68	7,94	8,10	8,27	8,49	8,76	2,7%
Pertes, consommation des centrales et usage interne	1,00	1,01	1,03	1,05	1,08	1,11	1,13	1,15	1,17	1,19	1,22	
<b>Besoins en énergie (GWh)</b>	14,59	14,80	15,08	15,35	15,73	16,16	16,59	16,83	17,11	17,46	17,90	2,1%
<b>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></b>	3,50	3,56	3,63	3,72	3,82	3,91	3,98	4,05	4,13	4,22		2,1%
<hr/>												
Utilisation efficace de l'énergie :												
<i>Besoins en énergie (GWh)</i>	12,73	13,11	13,38	13,69	14,12	14,59	15,04	15,31	15,59	15,95	16,39	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)<sup>1</sup></i>	4,18	4,30	4,39	4,49	4,63	4,79	4,94	5,03	5,12	5,24		

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

#### 8.4. Comparaison des prévisions par rapport au *Plan d'approvisionnement 2020-2029* des réseaux autonomes

1 Pour la période de 2019 à 2021, les ventes pour l'ensemble des réseaux autonomes se sont  
 2 situées assez près de celles prévues dans le *Plan d'approvisionnement 2020-2029* avec une  
 3 erreur de prévision de -1,37 % pour ces trois années. La prévision des pointes annuelles a  
 4 quant à elle affiché une erreur de prévision inférieure à -1,58 % pour la même période.

5 Sur la période prévisionnelle de 2022 à 2032, les résultats présentés reflètent le contexte où,  
 6 encore une fois, le raccordement au réseau intégré de la centrale de Cap-aux-Meules en  
 7 décembre 2027 demeure la solution privilégiée pour la conversion du réseau des IDLM. Les  
 8 écarts les plus importants découlent donc en grande partie des éléments suivants :

- 9 > le report de la date du raccordement des IDLM au réseau intégré de décembre 2025 à  
 10 décembre 2027 ;
- 11 > l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des espaces et de l'eau des clients  
 12 résidentiels à la suite de la mise en service de la centrale hydroélectrique à Inukjuak  
 13 au printemps 2023 plutôt qu'en décembre 2022.

**TABLEAU 8.4 :**  
**PRÉVISION DE LA DEMANDE – RÉSEAUX AUTONOMES**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032 <sup>1</sup>	404,54	406,84	416,65	410,53	425,80	439,82	442,01	442,27	445,20	260,50	262,60	-141,94
Plan d'approvisionnement 2020-2029	408,26	415,95	420,93	412,11	434,76	441,87	445,93	258,36	261,63	265,79	267,98	-140,28
Écart	-3,71	-9,12	-4,28	-1,59	-8,95	-2,05	-3,92	183,91	183,57	-5,29	-5,38	
Îles-de-la-Madeleine	-0,06	-1,54	6,07	4,21	3,60	2,37	0,85	188,87	188,76	-0,01	-0,01	
Nunavik	-4,02	-5,65	-7,17	-2,54	-11,40	-3,18	-3,46	-3,67	-3,98	-4,24	-4,43	
Basse-Côte-Nord	0,83	-0,77	-0,72	-2,15	0,57	0,62	0,67	0,72	0,78	0,85	0,92	
Schefferville	-0,57	-0,97	-1,90	-0,95	-1,60	-1,79	-1,99	-2,18	-2,35	-2,41	-2,45	
Haute-Mauricie	0,10	-0,18	-0,56	-0,16	-0,13	-0,07	0,01	0,17	0,37	0,52	0,59	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032 <sup>1</sup>	97,84	100,98	99,90	100,95	106,85	107,91	108,96	109,61	62,66	63,33	-34,51
Plan d'approvisionnement 2020-2029	100,96	102,73	100,58	106,65	108,22	109,78	62,81	63,56	64,31	65,06	-35,91
Écart	-3,12	-1,75	-0,68	-5,70	-1,37	-1,87	46,16	46,05	-1,65	-1,72	
Îles-de-la-Madeleine	-0,79	-0,06	0,84	0,24	0,01	-0,37	47,70	47,64	-0,02	-0,02	
Nunavik	-1,18	-1,19	-0,28	-5,38	-0,80	-0,90	-0,93	-0,99	-1,03	-1,11	
Basse-Côte-Nord	-0,33	-0,28	-0,27	0,02	0,03	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	
Schefferville	-0,67	-0,03	-0,93	-0,53	-0,57	-0,62	-0,68	-0,73	-0,77	-0,79	
Haute-Mauricie	-0,16	-0,18	-0,04	-0,04	-0,04	-0,02	0,01	0,05	0,07	0,08	

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.  
 1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.



1 Les ventes réelles aux IDLM en 2021 ont été supérieures à la prévision du *Plan*  
 2 *d'approvisionnement 2020-2029*, ce qui a eu pour effet d'augmenter les ventes prévues dans  
 3 le Plan. Cet effet est toutefois atténué par des mesures d'efficacité énergétique  
 4 supplémentaires prévues dans les années qui suivent. Ce phénomène s'est aussi transposé  
 5 du côté de la prévision de la pointe annuelle.

6 Les écarts positifs de près de 189 GWh en 2026 et en 2027 et de 48 MW à l'hiver 2025-2026  
 7 et 2026-2027 s'expliquent essentiellement par le report du raccordement de la centrale de  
 8 Cap-aux-Meules au réseau intégré.

**TABLEAU 8.4-1 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032 <sup>1</sup>	177,85	179,35	188,96	189,47	191,11	192,58	192,50	189,61	189,50	0,74	0,73	-177,12
Plan d'approvisionnement 2020-2029	177,91	180,90	182,89	185,26	187,51	190,21	191,66	0,74	0,74	0,74	0,74	-177,17
Écart	-0,06	-1,54	6,07	4,21	3,60	2,37	0,85	188,87	188,76	-0,01	-0,01	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032 <sup>1</sup>	43,17	44,80	46,54	46,74	47,26	47,62	47,95	47,90	0,24	0,24	-42,94
Plan d'approvisionnement 2020-2029	43,96	44,87	45,70	46,50	47,25	47,99	0,25	0,25	0,25	0,25	-43,71
Écart	-0,79	-0,06	0,84	0,24	0,01	-0,37	47,70	47,64	-0,02	-0,02	

Note : Les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.  
 1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-1-A :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**CAP-AUX-MEULES**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2020-2029 <sup>1</sup>	177,11	178,62	188,25	188,73	190,37	191,84	191,77	188,87	188,76			
Plan d'approvisionnement 2020-2029	177,17	180,16	182,15	184,52	186,77	189,47	190,92	0,00	0,00			
Écart	-0,06	-1,53	6,10	4,21	3,60	2,37	0,85	188,87	188,76			

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2020-2029 <sup>1</sup>	42,89	44,59	46,32	46,50	47,02	47,39	47,71	47,66	0,00		
Plan d'approvisionnement 2020-2029	43,71	44,62	45,45	46,25	47,00	47,74	0,00	0,00	0,00		
Écart	-0,82	-0,03	0,87	0,25	0,02	-0,35	47,71	47,66	0,00		

Note : Les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.  
 1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-1-B :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**L'ÎLE-D'ENTRÉE**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,74	0,73	0,71	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,73	0,74	0,73	-0,01
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,00
Écart	0,01	-0,01	-0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-0,01	-0,01	-0,01	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,28	0,22	0,22	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	-0,04
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,25	0,00
Écart	0,03	-0,03	-0,03	-0,01	-0,01	-0,01	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques

- 1 Pour le Nunavik, de façon générale, les écarts observés de 2019 à 2021 sont légèrement à la
- 2 baisse, notamment en raison de ventes réelles inférieures aux ventes prévues dans le *Plan*
- 3 *d'approvisionnement 2020-2029* pour le secteur résidentiel.
- 4 Les écarts négatifs observés en 2023, par rapport au *Plan d'approvisionnement 2020-2029*,
- 5 coïncident avec la mise en service de la centrale hydroélectrique à Inukjuak et le début de
- 6 l'utilisation à l'électricité des systèmes pour le chauffage de l'eau et des espaces résidentiels
- 7 au printemps 2023 plutôt qu'en décembre 2022.

**TABLEAU 8.4-2 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**NUNAVIK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	87,53	88,85	89,75	96,39	107,06	118,36	120,37	122,72	124,92	127,55	129,36	41,83
Plan d'approvisionnement 2020-2029	91,56	94,50	96,91	98,93	118,46	121,54	123,83	126,39	128,90	131,79	133,79	42,24
Écart	-4,02	-5,65	-7,17	-2,54	-11,40	-3,18	-3,46	-3,67	-3,98	-4,24	-4,43	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	17,58	18,11	19,47	19,38	24,54	25,03	25,54	26,02	26,52	26,98	9,41
Plan d'approvisionnement 2020-2029	18,75	19,29	19,75	24,76	25,34	25,93	26,47	27,01	27,55	28,09	9,34
Écart	-1,18	-1,19	-0,28	-5,38	-0,80	-0,90	-0,93	-0,99	-1,03	-1,11	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques

**TABLEAU 8.4-2-A :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**AKULIVIK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	3,09	3,10	3,21	3,47	3,55	3,65	3,73	3,82	3,92	4,00	4,05	0,96
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,13	3,21	3,28	3,37	3,45	3,56	3,63	3,72	3,81	3,91	3,98	0,85
Écart	-0,04	-0,11	-0,07	0,10	0,09	0,09	0,10	0,10	0,11	0,09	0,07	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,71	0,64	0,68	0,74	0,76	0,78	0,80	0,82	0,83	0,85	0,14
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,73	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,84	0,86	0,88	0,89	0,16
Écart	-0,02	-0,11	-0,09	-0,04	-0,05	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,05	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-B :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**AUPALUK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	1,92	2,18	2,17	2,65	2,90	3,02	3,07	3,10	3,13	3,17	3,19	1,27
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,28	2,56	2,83	2,87	2,93	2,99	3,04	3,09	3,13	3,19	3,22	0,94
Écart	-0,36	-0,38	-0,65	-0,22	-0,03	0,03	0,03	0,02	0,00	-0,02	-0,04	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,43	0,46	0,47	0,58	0,61	0,63	0,64	0,65	0,65	0,66	0,23
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,51	0,57	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64	0,65	0,66	0,67	0,16
Écart	-0,08	-0,11	-0,13	-0,03	-0,01	0,00	0,00	-0,01	-0,01	-0,02	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-C :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**INUKJUAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	10,02	9,96	10,07	10,76	19,47	28,90	29,59	30,32	30,97	31,74	32,30	22,28
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,89	10,33	10,62	10,77	28,39	29,30	30,03	30,77	31,50	32,34	32,96	23,08
Écart	0,13	-0,36	-0,54	-0,02	-8,92	-0,40	-0,44	-0,45	-0,53	-0,60	-0,66	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	1,86	1,99	2,45	2,17	6,97	7,14	7,33	7,50	7,68	7,83	5,97
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,01	2,08	2,12	6,77	6,97	7,19	7,36	7,55	7,73	7,94	5,93
Écart	-0,15	-0,09	0,33	-4,60	0,00	-0,04	-0,04	-0,05	-0,05	-0,11	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-D :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**IVUJIVIK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	2,31	2,26	2,36	2,59	2,67	2,73	2,79	2,85	2,91	2,97	3,01	0,71
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,64	2,72	2,79	2,86	2,93	3,01	3,07	3,14	3,21	3,28	3,34	0,69
Écart	-0,34	-0,46	-0,43	-0,26	-0,26	-0,28	-0,28	-0,29	-0,30	-0,31	-0,32	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,45	0,46	0,52	0,54	0,55	0,56	0,58	0,59	0,60	0,61	0,16
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,55	0,57	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67	0,68	0,13
Écart	-0,10	-0,11	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,07	-0,07	-0,07	-0,07	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-E :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**KANGIQSUALUJUAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	4,50	4,53	4,56	4,97	5,05	5,17	5,27	5,39	5,51	5,65	5,75	1,25
Plan d'approvisionnement 2020-2029	4,58	4,69	4,78	4,90	5,02	5,15	5,25	5,37	5,48	5,61	5,71	1,12
Écart	-0,08	-0,16	-0,22	0,07	0,04	0,03	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	1,02	1,09	0,99	1,09	1,11	1,14	1,16	1,19	1,21	1,24	0,22
Plan d'approvisionnement 2020-2029	1,06	1,08	1,11	1,13	1,15	1,18	1,20	1,23	1,25	1,28	0,22
Écart	-0,04	0,01	-0,11	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-F :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**KANGIQSUJUAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	4,67	4,65	4,83	5,18	5,33	5,47	5,57	5,69	5,81	5,94	6,03	1,37
Plan d'approvisionnement 2020-2029	5,14	5,26	5,35	5,45	5,56	5,68	5,77	5,87	5,97	6,08	6,16	1,02
Écart	-0,47	-0,60	-0,51	-0,27	-0,23	-0,22	-0,20	-0,18	-0,16	-0,14	-0,13	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,89	0,97	1,00	1,03	1,06	1,08	1,11	1,13	1,15	1,17	0,29
Plan d'approvisionnement 2020-2029	1,08	1,10	1,11	1,13	1,15	1,17	1,19	1,21	1,23	1,25	0,17
Écart	-0,19	-0,13	-0,12	-0,10	-0,09	-0,09	-0,09	-0,08	-0,08	-0,08	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-G :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**KANGIRSUK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	3,52	3,62	3,84	3,87	3,90	3,94	3,97	4,01	4,04	4,10	4,12	0,60
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,53	3,59	3,64	3,69	3,73	3,79	3,82	3,87	3,91	3,97	4,00	0,47
Écart	0,00	0,02	0,20	0,18	0,16	0,15	0,15	0,14	0,13	0,13	0,12	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,68	0,68	0,75	0,77	0,78	0,78	0,79	0,80	0,81	0,81	0,14
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,74	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83	0,09
Écart	-0,06	-0,08	-0,01	0,00	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-H :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**KUJJUAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	19,46	19,43	19,39	20,76	21,27	21,66	21,94	22,29	22,64	23,15	23,49	4,03
Plan d'approvisionnement 2020-2029	19,84	20,29	20,69	21,17	21,67	22,26	22,70	23,20	23,69	24,25	24,65	4,81
Écart	-0,38	-0,86	-1,30	-0,41	-0,40	-0,59	-0,76	-0,91	-1,05	-1,11	-1,16	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	3,90	3,85	4,22	4,09	4,18	4,24	4,31	4,38	4,46	4,54	0,64
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,96	4,05	4,14	4,23	4,33	4,43	4,53	4,62	4,72	4,81	0,85
Écart	-0,06	-0,20	0,08	-0,14	-0,15	-0,19	-0,22	-0,24	-0,26	-0,27	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-I :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**KUJJUARAPIK**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	11,19	11,06	11,23	11,91	12,09	12,30	12,43	12,59	12,70	12,84	12,89	1,70
Plan d'approvisionnement 2020-2029	11,63	11,99	12,28	12,43	12,59	12,78	12,89	13,03	13,17	13,35	13,43	1,80
Écart	-0,44	-0,93	-1,04	-0,52	-0,50	-0,48	-0,45	-0,44	-0,47	-0,51	-0,54	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	2,03	2,14	2,35	2,31	2,34	2,38	2,41	2,43	2,45	2,47	0,45
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,28	2,34	2,39	2,42	2,45	2,48	2,50	2,53	2,56	2,58	0,30
Écart	-0,26	-0,20	-0,04	-0,11	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,10	-0,11	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-J :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**PUVIRNITUQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	10,82	11,29	11,26	12,07	12,34	12,66	12,89	13,16	13,42	13,72	13,94	3,12
Plan d'approvisionnement 2020-2029	12,22	12,68	13,05	13,44	13,81	14,21	14,51	14,84	15,17	15,53	15,78	3,56
Écart	-1,40	-1,39	-1,79	-1,37	-1,46	-1,55	-1,61	-1,68	-1,74	-1,80	-1,84	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	2,37	2,29	2,37	2,33	2,38	2,43	2,48	2,53	2,58	2,63	0,26
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,37	2,45	2,52	2,60	2,67	2,73	2,80	2,86	2,92	2,98	0,61
Écart	0,00	-0,16	-0,16	-0,27	-0,29	-0,30	-0,31	-0,33	-0,34	-0,34	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-K :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**QUAQTAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	2,88	2,80	2,78	3,28	3,37	3,42	3,46	3,53	3,59	3,67	3,73	0,85
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,79	2,87	2,94	3,01	3,08	3,17	3,23	3,30	3,38	3,46	3,52	0,73
Écart	0,08	-0,07	-0,15	0,27	0,29	0,25	0,23	0,23	0,22	0,21	0,21	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,60	0,66	0,60	0,68	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,15
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,58	0,60	0,61	0,63	0,64	0,66	0,67	0,69	0,70	0,72	0,13
Écart	0,02	0,06	-0,01	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,04	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-L :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**SALLUIT**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	7,74	8,33	8,52	8,88	9,02	9,23	9,37	9,54	9,71	9,90	10,04	2,30
Plan d'approvisionnement 2020-2029	8,13	8,42	8,67	8,83	9,02	9,23	9,38	9,55	9,73	9,92	10,06	1,93
Écart	-0,39	-0,09	-0,15	0,05	0,00	0,00	-0,01	-0,02	-0,02	-0,02	-0,01	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	1,55	1,73	1,88	1,79	1,83	1,86	1,90	1,93	1,96	2,00	0,45
Plan d'approvisionnement 2020-2029	1,66	1,71	1,76	1,79	1,83	1,86	1,90	1,93	1,97	2,00	0,34
Écart	-0,11	0,02	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-M :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**TASIUJAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	2,47	2,66	2,47	2,65	2,67	2,67	2,69	2,74	2,79	2,84	2,88	0,42
Plan d'approvisionnement 2020-2029	2,51	2,56	2,60	2,65	2,70	2,76	2,80	2,84	2,89	2,94	2,98	0,47
Écart	-0,04	0,10	-0,13	0,00	-0,03	-0,09	-0,11	-0,11	-0,10	-0,10	-0,10	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,48	0,48	0,53	0,55	0,55	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,11
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,09
Écart	-0,05	-0,07	-0,03	-0,02	-0,03	-0,03	-0,04	-0,04	-0,04	-0,04	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-2-N :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**UMIUAQ**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	2,95	2,97	3,04	3,36	3,43	3,53	3,60	3,68	3,77	3,86	3,93	0,98
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,25	3,34	3,41	3,49	3,57	3,66	3,73	3,80	3,87	3,96	4,01	0,77
Écart	-0,30	-0,36	-0,37	-0,13	-0,14	-0,13	-0,13	-0,12	-0,11	-0,09	-0,08	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,62	0,69	0,66	0,71	0,73	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,20
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,68	0,70	0,72	0,74	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,83	0,15
Écart	-0,06	-0,01	-0,06	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,02	-0,01	-0,01	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

- 1 L'écart négatif observé pour l'année 2022 dans le territoire de la Basse-Côte-Nord s'explique
- 2 essentiellement par une faible demande pour les trois premiers mois de l'année 2022, ce qui
- 3 a pour effet d'impacter la prévision annuelle pour cette année spécifique.

**TABLEAU 8.4-3 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**BASSE-CÔTE-NORD**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	81,47	80,51	80,49	65,00	67,80	68,21	68,06	68,18	68,30	68,70	68,56	-12,90
Plan d'approvisionnement 2020-2029	80,64	81,28	81,21	67,15	67,24	67,59	67,39	67,45	67,52	67,86	67,64	-13,00
Écart	0,83	-0,77	-0,72	-2,15	0,57	0,62	0,67	0,72	0,78	0,85	0,92	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	22,70	22,81	19,16	19,48	19,52	19,55	19,59	19,62	19,65	19,69	-3,01
Plan d'approvisionnement 2020-2029	23,02	23,10	19,43	19,46	19,49	19,51	19,53	19,55	19,56	19,58	-3,44
Écart	-0,33	-0,28	-0,27	0,02	0,03	0,05	0,06	0,07	0,09	0,11	

Note : Les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-3-A :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**LAC-ROBERTSON**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	63,40	62,59	62,07	60,85	63,62	63,99	63,84	63,94	64,05	64,41	64,27	0,86
Plan d'approvisionnement 2020-2029	62,70	63,14	63,00	63,09	63,16	63,47	63,27	63,31	63,36	63,66	63,44	0,73
Écart	0,70	-0,55	-0,93	-2,24	0,46	0,52	0,57	0,63	0,69	0,76	0,83	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	17,85	18,05	18,05	18,31	18,34	18,38	18,41	18,43	18,46	18,49	0,64
Plan d'approvisionnement 2020-2029	18,24	18,28	18,31	18,33	18,34	18,36	18,37	18,39	18,40	18,41	0,17
Écart	-0,39	-0,23	-0,26	-0,02	0,00	0,02	0,03	0,05	0,06	0,08	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-3-B :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**LA ROMAINE**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	14,01	13,80	14,36									
Plan d'approvisionnement 2020-2029	13,94	14,11	14,17									
Écart	0,07	-0,31	0,19									

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	3,64	3,76									
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,67	3,70									
Écart	-0,03	0,06									

Note : Les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de la Romaine.  
1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-3-C :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**PORT-MENIER**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	4,05	4,13	4,06	4,15	4,19	4,22	4,22	4,23	4,25	4,29	4,30	0,24
Plan d'approvisionnement 2020-2029	4,00	4,04	4,04	4,06	4,08	4,12	4,12	4,14	4,16	4,20	4,21	0,20
Écart	0,05	0,09	0,02	0,09	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,09	0,09	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	1,21	1,01	1,11	1,17	1,17	1,18	1,18	1,19	1,19	1,20	-0,01
Plan d'approvisionnement 2020-2029	1,12	1,12	1,13	1,14	1,14	1,15	1,15	1,16	1,17	1,17	0,05
Écart	0,09	-0,11	-0,01	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

- 1 Les ventes réelles constatées à Schefferville ont été inférieures à la prévision du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, ce qui a eu pour effet de diminuer les ventes prévues dans
- 2 le Plan. Cette diminution des ventes dans la période prévisionnelle s'est aussi transposée du
- 3 côté de la pointe annuelle prévisionnelle qui diminue elle aussi.
- 4

**TABLEAU 8.4-4 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**SCHIEFFERVILLE**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	43,74	44,21	43,79	45,40	45,36	45,94	46,10	46,43	46,75	47,36	47,56	3,82
Plan d'approvisionnement 2020-2029	44,30	45,18	45,69	46,35	46,96	47,73	48,09	48,61	49,10	49,77	50,01	5,71
Écart	-0,57	-0,97	-1,90	-0,95	-1,60	-1,79	-1,99	-2,18	-2,35	-2,41	-2,45	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	10,95	11,76	11,05	11,62	11,74	11,83	11,92	12,01	12,09	12,20	1,25
Plan d'approvisionnement 2020-2029	11,62	11,80	11,98	12,15	12,31	12,46	12,60	12,74	12,86	12,99	1,37
Écart	-0,67	-0,03	-0,93	-0,53	-0,57	-0,62	-0,68	-0,73	-0,77	-0,79	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

- 5 La région de la Haute-Mauricie affiche des écarts négatifs en termes de ventes réelles sur la
- 6 période de 2019 à 2021, ce qui se transpose ensuite dans les premières années de la période
- 7 prévisionnelle.



**TABLEAU 8.4-5 :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**HAUTE-MAURICIE**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	13,95	13,91	13,67	14,27	14,47	14,73	14,98	15,34	15,74	16,15	16,38	2,42
Plan d'approvisionnement 2020-2029	13,85	14,09	14,23	14,43	14,59	14,80	14,97	15,17	15,37	15,63	15,79	1,94
Écart	0,10	-0,18	-0,56	-0,16	-0,13	-0,07	0,01	0,17	0,37	0,52	0,59	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	3,45	3,49	3,68	3,74	3,79	3,87	3,96	4,06	4,15	4,22	0,77
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,61	3,67	3,72	3,78	3,84	3,89	3,96	4,02	4,08	4,15	0,53
Écart	-0,16	-0,18	-0,04	-0,04	-0,04	-0,02	0,01	0,05	0,07	0,08	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-5-A :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**CLOVA**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,64	0,64	0,67	0,69	0,68	0,68	0,68	0,68	0,69	0,70	0,70	0,06
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,67	0,68	0,68	0,69	0,69	0,70	0,70	0,71	0,72	0,72	0,73	0,06
Écart	-0,03	-0,04	-0,02	0,00	-0,01	-0,02	-0,02	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	0,22	0,22	0,27	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,02
Plan d'approvisionnement 2020-2029	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,02
Écart	0,00	-0,01	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 8.4-5-B :**  
**COMPARAISON PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT PRÉCÉDENT**  
**OBEDIJIAN**

Ventes d'énergie (en GWh)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	13,32	13,27	13,00	13,59	13,79	14,05	14,30	14,66	15,05	15,46	15,68	2,36
Plan d'approvisionnement 2020-2029	13,18	13,42	13,55	13,75	13,90	14,10	14,27	14,46	14,66	14,91	15,06	1,88
Écart	0,14	-0,15	-0,55	-0,16	-0,11	-0,05	0,03	0,20	0,40	0,55	0,62	

  

Pointe annuelle (en MW)	2019/20	2020/21	2021/22	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	Croissance 2019-2029
Plan d'approvisionnement 2023-2032	3,23	3,27	3,41	3,50	3,56	3,63	3,72	3,82	3,91	3,98	0,75
Plan d'approvisionnement 2020-2029	3,39	3,45	3,50	3,55	3,61	3,67	3,72	3,78	3,85	3,91	0,52
Écart	-0,16	-0,17	-0,09	-0,05	-0,05	-0,03	0,00	0,04	0,07	0,07	

1. Données historiques normalisées pour les conditions climatiques.

## 8.5. Bilan en puissance par réseaux

**TABLEAU 8.5-1-A :**  
**BILAN EN PUISSANCE – CAP-AUX-MEULES**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	46,50	47,02	47,39	47,71	47,66					
Puissance installée	67,04	67,04	67,04	67,04	67,04					
Puissance garantie <sup>1</sup>	50,28	50,28	50,28	50,28	50,28					
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00					
Réserve en puissance	3,78	3,26	2,90	2,57	2,62					

Note : les valeurs présentées prennent en compte le raccordement au réseau intégré pour les clients alimentés par la centrale de Cap-aux-Meules.

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-1-B :**  
**BILAN EN PUISSANCE – L'ÎLE-D'ENTRÉE**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24
Puissance installée	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51	0,51

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-A :**  
**BILAN EN PUISSANCE – AKULIVIK**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	0,74	0,76	0,78	0,80	0,82	0,83	0,85	0,86	0,87	0,89
Puissance installée	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02	2,02
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,42	0,40	0,39	0,37	0,35	0,33	0,32	0,30	0,29	0,27

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-B :**  
**BILAN EN PUISSANCE – AUPALUK**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	0,58	0,61	0,63	0,64	0,65	0,65	0,66	0,66	0,67	0,67
Puissance installée	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	1,98	1,98	1,98	1,98	1,98
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,77	0,73	0,71	0,71	0,70	0,36	0,35	0,34	0,34	0,33

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-C :**  
**BILAN EN PUISSANCE – INUKJUAK**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	2,17	6,97	7,14	7,33	7,50	7,68	7,83	8,00	8,17	8,37
Puissance installée	3,76	3,76	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73	5,73
Puissance garantie <sup>1</sup>	2,33	3,38	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
Puissance interruptible	0,00	3,81	3,89	3,99	4,09	4,21	4,29	4,40	4,51	4,63
Réserve en puissance	0,16	0,22	1,91	1,82	1,75	1,69	1,63	1,56	1,50	1,42

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-D :**  
**BILAN EN PUISSANCE – IVUJIVIK**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	0,54	0,55	0,56	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64
Puissance installée	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87	1,87
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,47	0,45	0,44	0,43	0,41	0,40	0,39	0,38	0,37	0,36

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-E :**  
**BILAN EN PUISSANCE – KANGIQUALUJUAQ**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	1,09	1,11	1,14	1,16	1,19	1,21	1,24	1,26	1,29	1,31
Puissance installée	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,57	2,57
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,54	1,54
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,18	0,16	0,14	0,11	0,09	0,06	0,04	0,01	0,25	0,23

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-F :**  
**BILAN EN PUISSANCE – KANGISUJUAQ**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	1,03	1,06	1,08	1,11	1,13	1,15	1,17	1,20	1,22	1,24
Puissance installée	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	1,53	3,16	3,16	3,16	3,16
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,95	1,79	1,79	1,79	1,79
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,92	0,89	0,87	0,85	0,82	0,80	0,62	0,60	0,57	0,55

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-G :**  
**BILAN EN PUISSANCE – KANGIRSUK**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	0,77	0,78	0,78	0,79	0,80	0,81	0,81	0,82	0,83	0,84
Puissance installée	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	1,46	2,27	2,27	2,27	2,27
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	0,81	1,27	1,27	1,27	1,27
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,04	0,03	0,03	0,02	0,01	0,00	0,46	0,45	0,44	0,44

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-H :**  
**BILAN EN PUISSANCE – KUJJUAQ**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	4,09	4,18	4,24	4,31	4,38	4,46	4,54	4,62	4,71	4,79
Puissance installée	6,01	6,01	6,01	6,01	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89	7,89
Puissance garantie <sup>1</sup>	4,33	4,33	4,33	4,33	5,41	5,41	5,41	5,41	5,41	5,41
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,23	0,15	0,08	0,02	1,03	0,95	0,87	0,79	0,70	0,62

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-I :**  
**BILAN EN PUISSANCE – KUJJUARAPIK**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	2,31	2,34	2,38	2,41	2,43	2,45	2,47	2,49	2,51	2,53
Puissance installée	3,41	3,41	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29	5,29
Puissance garantie <sup>1</sup>	3,69	3,69	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06	3,06
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	1,38	1,34	0,69	0,66	0,63	0,61	0,59	0,57	0,55	0,53

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-J :**  
**BILAN EN PUISSANCE – PUVIRNITUQ**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	2,33	2,38	2,43	2,48	2,53	2,58	2,63	2,68	2,73	2,78
Puissance installée	4,75	4,75	4,75	4,75	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72	6,72
Puissance garantie <sup>1</sup>	2,58	2,58	2,58	2,58	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32	4,32
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,26	0,20	0,15	0,10	1,78	1,73	1,68	1,63	1,59	1,53

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-K :**  
**BILAN EN PUISSANCE – QUAQTAQ**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	0,68	0,69	0,70	0,71	0,73	0,74	0,76	0,77	0,78	0,80
Puissance installée	1,09	1,09	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27	2,27
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,34	1,34	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,66	0,64	0,57	0,56	0,55	0,53	0,52	0,50	0,49	0,47

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-L :**  
**BILAN EN PUISSANCE – SALLUIT**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	1,79	1,83	1,86	1,90	1,93	1,96	2,00	2,03	2,07	2,10
Puissance installée	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93	4,93
Puissance garantie <sup>1</sup>	4,39	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74	2,74
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	2,59	0,92	0,88	0,85	0,81	0,78	0,74	0,71	0,68	0,64

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-M :  
BILAN EN PUISSANCE – TASIUJAQ**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	0,55	0,55	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62
Puissance installée	0,85	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70	1,70
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,97	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,42	0,47	0,46	0,46	0,45	0,44	0,43	0,42	0,41	0,40

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-2-N :  
BILAN EN PUISSANCE – UMIUJAQ**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	0,71	0,73	0,75	0,77	0,78	0,80	0,82	0,83	0,85	0,87
Puissance installée	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	1,82	2,27
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	0,86	1,27
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,15	0,13	0,12	0,10	0,08	0,06	0,05	0,03	0,01	0,40

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-3-A :  
BILAN EN PUISSANCE – LAC-ROBERTSON**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	18,31	18,34	18,38	18,41	18,43	18,46	18,49	18,52	18,56	18,59
Puissance installée	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10	33,10
Puissance garantie <sup>1</sup>	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	1,76	1,73	1,69	1,66	1,64	1,61	1,58	1,55	1,51	1,48

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-3-B :  
BILAN EN PUISSANCE – LA ROMAINE**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe										
Puissance installée										
Puissance garantie <sup>1</sup>										
Puissance interruptible										
Réserve en puissance										

Note : Aucune valeur n'est présentée considérant que le réseau de La Romaine sera raccordé au réseau intégré au cours de l'année 2022

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-3-C :  
BILAN EN PUISSANCE – PORT-MENIER**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	1,17	1,17	1,18	1,18	1,19	1,19	1,20	1,20	1,21	1,22
Puissance installée	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85	2,85
Puissance garantie <sup>1</sup>	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54	1,54
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,37	0,37	0,36	0,36	0,35	0,35	0,34	0,34	0,33	0,32

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-4 :  
BILAN EN PUISSANCE – SCHEFFERVILLE**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	11,62	11,74	11,83	11,92	12,01	12,09	12,20	12,30	12,40	12,49
Puissance installée	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10	22,10
Puissance garantie <sup>1</sup>	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69	12,69
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	1,07	0,95	0,86	0,77	0,68	0,60	0,49	0,39	0,29	0,20

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-5-A :  
BILAN EN PUISSANCE – CLOVA**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25
Puissance installée	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Puissance garantie <sup>1</sup>	0,24	0,24	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48
Puissance interruptible	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Réserve en puissance	0,00	0,00	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23

1. Incluant les génératrices mobiles.

**TABLEAU 8.5-5-B :  
BILAN EN PUISSANCE – OBEDJIWAN**

En MW	2022/23	2023/24	2024/25	2025/26	2026/27	2027/28	2028/29	2029/30	2030/31	2031/32
Besoins en puissance à la pointe	3,50	3,56	3,63	3,72	3,82	3,91	3,98	4,05	4,13	4,22
Puissance installée	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90	4,90
Puissance garantie <sup>1</sup>	2,97	2,97	2,97	2,97	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41	4,41
Puissance interruptible	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77
Réserve en puissance	0,23	0,18	0,10	0,01	1,35	1,26	1,19	1,13	1,05	0,96

1. Incluant les génératrices mobiles.

## 8.6. Caractéristiques des équipements de production

**TABLEAU 8.6 :**  
**CARACTÉRISTIQUES DES ÉQUIPEMENTS PAR CENTRALE 2022**

	Nb de groupes	Puissance installée <sup>(3)</sup>	Type de combustible	Année de construction	Âge moyen des groupes <sup>(3)</sup> (nb d'heures)	Rendement (kWh/litre) <sup>(3)</sup>	Facteur d'utilisation (%) <sup>(2,3)</sup>	Puissance garantie
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>								
Cap-aux-Meules	6	6 x 11 174 = 67 044	Mazout lourd	1991	116 405	4,59	43	50 283
L'Île-d'Entrée	4	1 x 250, 2 X 290, 1 x 320 = 1 150	Diesel léger	1961	30 524	3,07	42	747
<b>Nunavik</b>								
Akulivik	3	2 x 727, 1 x 565 = 2 019	Diesel artic	2015	19 173	3,79	59	1 163
Aupaluk	3	3 x 320 = 960	Diesel artic	Avant 1981	49 362	3,60	62	576
Inukjuak	4	1 x 855, 1 x 600, 1 x 1 168, 1 x 1 135 = 3 758	Diesel artic	Avant 1981	73 309	3,92	52	2 331
Iuvivik	3	1 x 750, 2 x 365 = 1 480	Diesel artic	1985	20 899	3,50	56	657
Kangiqsualujuaq	3	2 x 855, 1 x 560 = 2 270	Diesel artic	1986	92 578	3,80	56	1 274
Kangiqsujuaq	3	1 x 409, 2 x 560 = 1 529	Diesel artic	Début 70	113 902	3,66	55	872
Kangirsuk	3	2 x 450, 1 x 560 = 1 460	Diesel artic	1987	85 202	3,45	68	810
Kuujuuaq	5	5 x 1 202 = 6 010	Diesel artic	2010	48 769	3,94	58	4 327
Kuujuarapik	3	3 x 1 135 = 3 405	Diesel artic	Avant 1981 <sup>(1)</sup>	44 333	3,76	59	2 043
Puvimittuq	4	2 x 1 135, 1 x 1 880, 1 x 600 = 4 750	Diesel artic	Avant 1981	89 736	3,84	57	2 583
Quaqlaq	3	1 x 400, 1 x 320, 1 x 365 = 1 085	Diesel artic	1987	89 699	3,46	59	617
Salluit	3	2 x 855, 1 x 1 168 = 2 878	Diesel artic	1990	107 480	3,75	57	1 539
Tasiujaq	3	2 x 320, 1 x 210 = 850	Diesel artic	Avant 1981	89 862	3,55	57	477
Umiujaq	3	1 x 400, 1 x 560, 1 x 855 = 1 815	Diesel artic	1988	82 002	3,69	53	864
<b>Basse-Côte-Nord</b>								
Blanc-Sablon	4	2 x 800, 2 x 1 600 = 4 800	Diesel léger	nd	31 714	nd	nd	
La Romaine	6	4 x 855, 1 x 1 168, 1 x 1 135 = 5 723	Diesel léger	1967	94 400	3,77	47	4 100
La Tabatière	7	4 x 1 100, 2 x 800 1 x 700 = 6 700	Diesel léger	nd	33 860	nd	nd	
Lac-Robertson	2	2 x 10 800 = 21 600	Hydraulique	1995	so	so	45	20 070
Port-Menier (Anticosti)	3	2 x 855, 1 x 1 135 = 2 845	Diesel léger	1992	91 627	3,65	43	1 539
<b>Schefferville</b>								
Menihék <sup>(1)</sup>	3	2 x 4 500, 1 x 8 000 = 17 000	Hydraulique	1953	so	so	50	12 690
Schefferville	4	4 x 1 275 = 5 100	Diesel artic	2016	17 914	nd	nd	
<b>Haute-Mauricie</b>								
Clova	2	2 x 265 = 530	Diesel léger	Avant 1981	26 854	2,97	39	239
Obedjiwan	4	2 x 1 600, 1 x 600, 1 x 1 100 = 4 900	Diesel léger	1975	58 186	3,67	48	2 970

Note 1 : Centrale située au Labrador et appartenant à Nalcor.

Note 2 : Correspond au ratio entre les besoins réels en énergie et le produit de la puissance réelle appelée à la pointe et le nombre d'heures de l'année.

Note 3 : Les données correspondent au réel observé fin 2021.

## 8.7. Approvisionnement en carburant des centrales

**TABLEAU 8.7 :**  
**CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT EN CARBURANT DES CENTRALES**

Centrales	Type de carburant	Fournisseur	Échéance du contrat	Options de renouvellement
<b>Iles-de-la-Madeleine</b>				
Cap-aux-Meules	Mazout lourd	AP en affichage	31 mars 2028	Cinq options d'une année
Cap-aux-Meules	Diesel léger	AP en affichage.	31 mars 2028	Cinq options d'une année
Île d'Entrée	Diesel léger	AP en affichage.	31 mars 2028	Cinq options d'une année
<b>Nunavik</b>				
Kuujuuaq, Quaqtaq, Kangiqsualujuaq	Diesel artic	Nunavik Petro Inc.	31 août 2021	Une option de trois années
Autres villages	Diesel artic	FCNQ	31 août 2021	Une option de trois années
<b>Basse-Côte-Nord</b>				
La Romaine, La Tabatière, Blanc, Sablon, Port-Menier	Diesel léger	Harnois Énergies INC.	19 octobre 2026	Deux options d'une année
<b>Schefferville</b>				
Schefferville	Diesel artic	Pétrole Naskinnuk	31 juin 2025	Deux options d'une année
<b>Haute-Mauricie</b>				
Clova	Diesel léger	Harnois Energies INC.	31 avril 2022	Trois options d'une année
Obedjwan	Diesel léger	Harnois Energies INC.	31 avril 2022	Trois options d'une année



## 8.8. Impact des interventions en efficacité énergétique

**TABLEAU 8.8 :  
IMPACT CUMULATIF DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE**

	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	20,5	21,8	24,1	26,4	31,9	35,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) <sup>1</sup></i>	5,0	5,3	5,9	6,4	7,8	8,5	0,1	0,1	0,1	0,1	
<b>Nunavik</b>											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	12,3	13,1	13,9	14,7	15,5	16,2	17,0	17,8	18,6	19,4	20,1
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) <sup>1</sup></i>	2,4	2,6	2,8	2,9	3,1	3,3	3,4	3,6	3,8	3,9	
<b>Basse-Côte-Nord</b>											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) <sup>1</sup></i>	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
<b>Schefferville</b>											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) <sup>1</sup></i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	
<b>Haute-Mauricie</b>											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	1,5	1,5	1,6	1,8	1,9	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) <sup>1</sup></i>	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	
<b>Réseaux autonomes</b>											
<i>Ventes en énergie (GWh)</i>	35,8	37,9	41,1	44,4	50,8	54,9	20,8	21,6	22,4	23,2	23,9
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW) <sup>1</sup></i>	8,2	8,7	9,4	10,2	11,8	12,7	4,4	4,6	4,8	4,9	

Note : les valeurs présentées prennent en compte les raccordements au réseau intégré pour les clients alimentés par les centrales de Cap-aux-Meules et de la Romaine.

1. Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.