

ÉTAT D'AVANCEMENT 2021 DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS	7
2. PRÉVISION DE LA DEMANDE	13
2.1. Contexte économique général.....	13
2.2. Prévision des ventes régulières d'électricité.....	14
2.2.1. <i>Croissance de base</i>	15
2.2.2. <i>Nouvelles technologies</i>	16
2.2.3. <i>Secteurs en expansion</i>	16
2.3. Prévision des besoins en énergie et en puissance.....	17
2.4. Aléas de la demande.....	18
2.5. Suivis de décision (D-2020-055)	19
3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIE.....	21
3.1. Bilans et stratégie	21
3.2. Approvisionnements inscrits aux bilans.....	23
4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS	27
4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur	27
4.2. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur	27
4.3. Critère de fiabilité en énergie du Producteur	29
4.4. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur.....	29
5. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES	31
5.1. Bilan offre-demande en puissance	31
5.2. Stratégie d'approvisionnement	32
5.2.1. <i>Interventions en efficacité énergétique</i>	32
5.2.2. <i>Conversion des réseaux autonomes</i>	34
5.2.3. <i>Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance</i>	36
6. COÛTS ÉVITÉS	37
6.1. Coûts évités sur le réseau principal.....	37
6.1.1. <i>Coûts évités de fourniture – transport</i>	37

6.1.2.	Coûts évités horaires	38
6.1.3.	Coûts évités de transport et distribution	39
6.2.	Coûts évités des réseaux autonomes	39
6.2.1.	Coûts évités de l'énergie	39
6.2.2.	Coûts évités de la puissance	40
6.2.3.	Coûts évités par réseaux autonomes	40
7.	ANNEXE PRÉVISION DE LA DEMANDE	41
8.	ANNEXE APPROVISIONNEMENT	47
8.1.	Historique des événements importants depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2020-2029	49
8.2.	Coût des approvisionnements.....	50
8.3.	Suivi des conventions d'énergie différée.....	51
8.4.	Capacités des interconnexions	52
8.4.1.	Capacités de référence des interconnexions.....	52
8.4.2.	Mise à jour sur les projets.....	53
8.5.	Suivi du service d'intégration éolienne	54
9.	ANNEXE RÉSEAUX AUTONOMES.....	55

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Aléa sur les besoins en énergie Écart-type.....	18
Tableau 2.2 : Aléa sur les besoins en puissance à la pointe de l'hiver Écart-type.....	19
Tableau 3.1 : Bilan d'énergie.....	21
Tableau 3.2 : Bilan de puissance	22
Tableau 3.3 : Description et contribution des approvisionnements existants et prévus.....	23
Tableau 4.1 : Critère de fiabilité en énergie du Distributeur	27
Tableau 4.2 : Évolution des taux de réserve requise pour respecter le critère de fiabilité en puissance	28
Tableau 4.3 : Contribution en puissance et taux de réserve des moyens de gestion de la demande de puissance	28
Tableau 5.1 : Marge de puissance par réseaux après application du critère de planification	31
Tableau 6.1 : Profils et coûts évités horaires	38
Tableau 6.2 : Coûts évités par réseaux autonomes – annuité croissante exprimée en ¢/kWh de 2021	40
Tableau 7.1 : Prévion des ventes d'électricité par secteurs de consommation	43
Tableau 7.2 : Comparaison avec l'État d'avancement 2020 écart de prévion des ventes par secteurs de consommation	43
Tableau 7.3 : Prévion des besoins en énergie	44
Tableau 7.4 : prévion des besoins en puissance par usages à la pointe de l'hiver.....	44
Tableau 7.5 : Comparaison avec l'État d'avancement 2020 Écart par usages à la pointe de l'hiver.....	45
Tableau 7.6 : Principales variables démographiques et économiques	45
Tableau 7.7 : Encadrement de la prévion de la demande besoins en énergie.....	45
Tableau 7.8 : Encadrement de la prévion de la demande besoins en puissance	46
Tableau 7.9 : Comparaison avec l'État d'avancement 2020 prévion des besoins en énergie	46
Tableau 8.1 : Coûts des approvisionnements	50
Tableau 8.2 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence - sommaire	51

Tableau 8.3 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat de base (350 MW)	51
Tableau 8.4 : Utilisation des conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence – Contrat cyclable (250 MW)	51
Tableau 8.5 : Capacités d'importation au Québec (en MW) État de la situation pour la période 2020 – 2022	52
Tableau 8.6 : Coût du Contrat - 1 ^{er} septembre 2020 au 31 août 2021	54
Tableau 9.1 : Écarts entre la production et les ventes des réseaux autonomes pour 2020 ..	57

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 : Prévision des ventes régulières au Québec et comparaison par rapport à l'État d'avancement 2020	14
Figure 2.2 : Facteurs explicatifs des écarts des ventes à terme par rapport à l'État d'avancement 2020	15
Figure 2.3 : Prévision des ventes et des besoins en énergie	17
Figure 2.4 : Prévision des besoins en puissance à la pointe de l'hiver	18
Figure 8.1 : Carte des interconnexions	53

1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS

Faits saillants de l'État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029

Croissance de la demande québécoise
d'électricité sur la période 2019-2029



CROISSANCE NATURELLE



+6,9 TWh

CONVERSION DES BÂTIMENTS



+3,2 TWh

SECTEURS EN EXPANSION**



+6,5 TWh

NOUVELLES TECHNOLOGIES

Solaire
photovoltaïque



-0,4 TWh

Électrification
des transports



+3,9 TWh

La somme des éléments peut différer du total en raison de l'arrondissement.

* TWh : térawattheure ou milliard de kilowattheures.

** Les secteurs en expansion comprennent les centres de données, l'hydrogène, les biocarburants, les serres et les chaînes de blocs.

À l'horizon 2029, cette prévision représente une augmentation de 4,1 TWh par rapport à celle de l'État d'avancement 2020.

La hausse est attribuable à plusieurs facteurs :

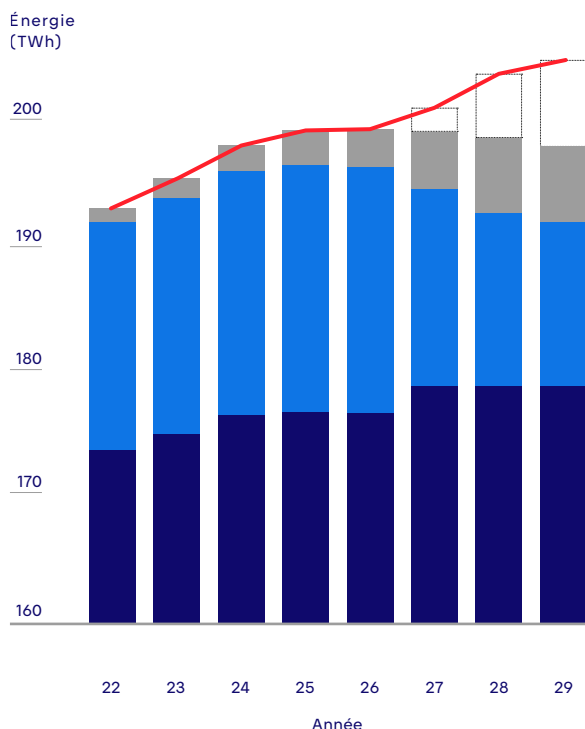


- Perspective économique favorable
- Conversion à l'électricité du chauffage des espaces et de l'eau (biénergie gaz-électricité)
- Ventes additionnelles associées à la production de biocarburants et d'hydrogène
- Évolution de la chaîne de valeur de la filière des batteries
- Essor des transports électriques individuels et collectifs

L'impact de la pandémie de COVID-19 sur la consommation d'électricité s'est résorbé en 2021.

Bilan d'énergie

Le bilan d'énergie montre que les approvisionnements actuels et prévus sont suffisants pour répondre aux besoins anticipés jusqu'en 2026.

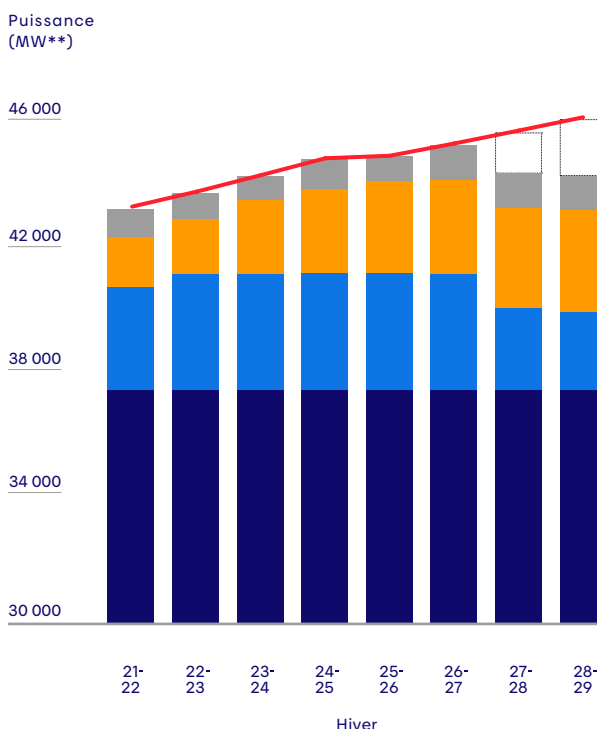


- Électricité patrimoniale*
- Contrats d'achat d'électricité et moyens de gestion
- Achats sur les marchés de court terme
- Approvisionnements additionnels requis
- Besoins

* Y compris les pertes de transport et de distribution.

Bilan de puissance

Le bilan de puissance compare les approvisionnements actuels et prévus aux besoins anticipés à la pointe annuelle, qui a lieu en hiver. Il montre que de nouveaux approvisionnements seront requis à partir de l'hiver 2026-2027.



- Électricité patrimoniale*
- Contrats d'achat d'électricité et moyens de gestion
- Gestion de la demande de puissance*
- Achats sur les marchés de court terme
- Approvisionnements additionnels requis
- Besoins

** MW : mégawatt.

Nouveaux approvisionnements

Deux appels d'offres seront lancés en 2021 pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme à compter de décembre 2026.



300 MW
Énergie éolienne



480 MW
Énergie renouvelable (toutes sources confondues)

D'autres appels d'offres seront nécessaires au cours des prochaines années pour satisfaire l'ensemble des besoins prévus sur l'horizon du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*.

Approvisionnement des réseaux autonomes

Les 22 réseaux qui ne sont pas reliés au réseau principal doivent produire leur propre énergie, le plus souvent au moyen de groupes diesels. Pour répondre aux besoins de ces réseaux autonomes dans un souci de réduction des gaz à effet de serre, Hydro-Québec continuera de miser sur les trois stratégies qu'elle a mises de l'avant dans le *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, soit :

- agir sur la demande en déployant des initiatives en efficacité énergétique;
- convertir les réseaux en tout ou en partie à des énergies renouvelables;
- assurer la fiabilité en puissance.

Faits saillants



AGIR SUR LA DEMANDE

Tous les réseaux : Les clients résidentiels des réseaux autonomes ont accès au nouveau programme Thermopompes efficaces, offert à l'ensemble de la clientèle résidentielle d'Hydro-Québec depuis 2021. Une version adaptée pourrait être élaborée pour les clients des Îles-de-la-Madeleine.

Par ailleurs, compte tenu du succès remporté par le concours « *Cet hiver, j'adapte mes habitudes !* » l'hiver dernier, celui-ci sera renouvelé à l'hiver 2021-2022 afin de sensibiliser la population des réseaux autonomes à la pointe hivernale et à l'importance d'une consommation judicieuse en hiver.

Nunavik : Malgré les aléas de la pandémie, les discussions amorcées avec les principaux organismes locaux en 2020 en vue de convenir des initiatives à mettre en œuvre en efficacité énergétique au cours des prochaines années se sont poursuivies en 2021. À la lumière de ces discussions et d'études de potentiel, un plan d'action préliminaire visant la clientèle résidentielle, commerciale et institutionnelle et portant également sur la production solaire décentralisée leur sera proposé.



PROJETS DE CONVERSION

Tasiujaq : La construction de la centrale hybride a commencé à l'été 2021. Sa mise en service est prévue pour la fin de 2022.

Inukjuak : La construction de la centrale hydroélectrique a débuté à l'été 2020. Les premières livraisons sont attendues en décembre 2022.

Village de La Romaine et communauté d'Unamen Shipu : Le raccordement de ces localités au réseau principal achève, de sorte que tous les clients devraient être alimentés en énergie renouvelable en 2022.

Îles-de-la-Madeleine : Le parc éolien de la Dune-du-Nord a commencé à produire de l'énergie propre et renouvelable aux Îles à la fin de 2020. En ce qui concerne la source d'alimentation principale de l'archipel, la mise à jour des différents scénarios d'approvisionnement a confirmé que le raccordement au réseau principal au moyen de câbles sous-marins demeure la solution privilégiée.

Obedjiwan (biomasse) et Kuujuarapik/Whapmagoostui (éolien) : Des discussions sont en cours concernant l'attribution de deux contrats d'achat d'énergie renouvelable pour alimenter ces communautés.



FIABILITÉ EN PUISSANCE

Pour intégrer de l'énergie renouvelable variable dans un réseau autonome, il faut pouvoir compter sur une deuxième source de production disponible en tout temps. C'est pourquoi des groupes diesels doivent être remplacés ou ajoutés dans certaines communautés.

Ivujivik et Salluit : Des projets d'ajout de puissance diesel sont en cours.

Aupaluk et Quaqtac : Des groupes électrogènes mobiles seront installés.

2. PRÉVISION DE LA DEMANDE

L'État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (l'État d'avancement 2021) s'inscrit dans la continuité des efforts déployés pour la décarbonation du Québec. Bien que le Québec doive encore composer avec la crise sanitaire de la COVID-19 et de ses variants, les efforts de vaccination ont contribué à un assouplissement des mesures restrictives. C'est dans ce contexte que plusieurs initiatives, certaines nouvelles et d'autres déjà connues au moment de la publication de *l'État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029* (l'État d'avancement 2020), ont émergé et que, dans certains cas, leurs paramètres ont été précisés, notamment :

- la publication du *Plan pour une économie verte 2030* (le PEV 2030) détaillant l'engagement du Québec à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 37,5 % par rapport au niveau de 1990 ;
- la publication du *Plan de mise en œuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte 2030* (le Plan de mise en œuvre) qui décrit les actions que le gouvernement du Québec entend réaliser au cours des cinq prochaines années pour permettre une réduction des émissions de GES équivalente à 42 % de l'objectif du PEV 2030 ;
- l'entente de collaboration avec Énergir pour la conversion des systèmes de chauffage au gaz naturel des bâtiments des secteurs Résidentiel et Commercial vers des équipements biénergie électricité - gaz naturel présentée au dossier R-4169-2021 ;
- la décision D-2021-007 de la Régie de l'énergie (la Régie) rendue dans le cadre du dossier R-4045-2018 demandant l'attribution des volumes restant du bloc de 300 MW pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs et approuvant l'octroi d'un nouveau bloc de 40 MW dédié aux réseaux municipaux ;
- l'émergence de la filière hydrogène et de la chaîne de valeur des batteries découlant d'initiatives d'Hydro-Québec et du gouvernement du Québec respectivement.

Par ailleurs, l'assouplissement des mesures restrictives a contribué à une reprise économique forte qui a ramené l'économie québécoise à des niveaux similaires à ceux observés avant le début de pandémie de COVID-19.

Tous ces facteurs appliquent une pression à la hausse sur la croissance des ventes d'électricité au Québec pour tous les secteurs.

2.1. Contexte économique général

Après avoir connu une chute importante du PIB réel en 2020, la résilience de l'économie québécoise a été mise en évidence au cours de la dernière année. L'émergence d'une deuxième vague et d'une troisième vague de la pandémie de la COVID-19 et les mesures restrictives qui en ont découlé, notamment les fermetures temporaires des commerces non

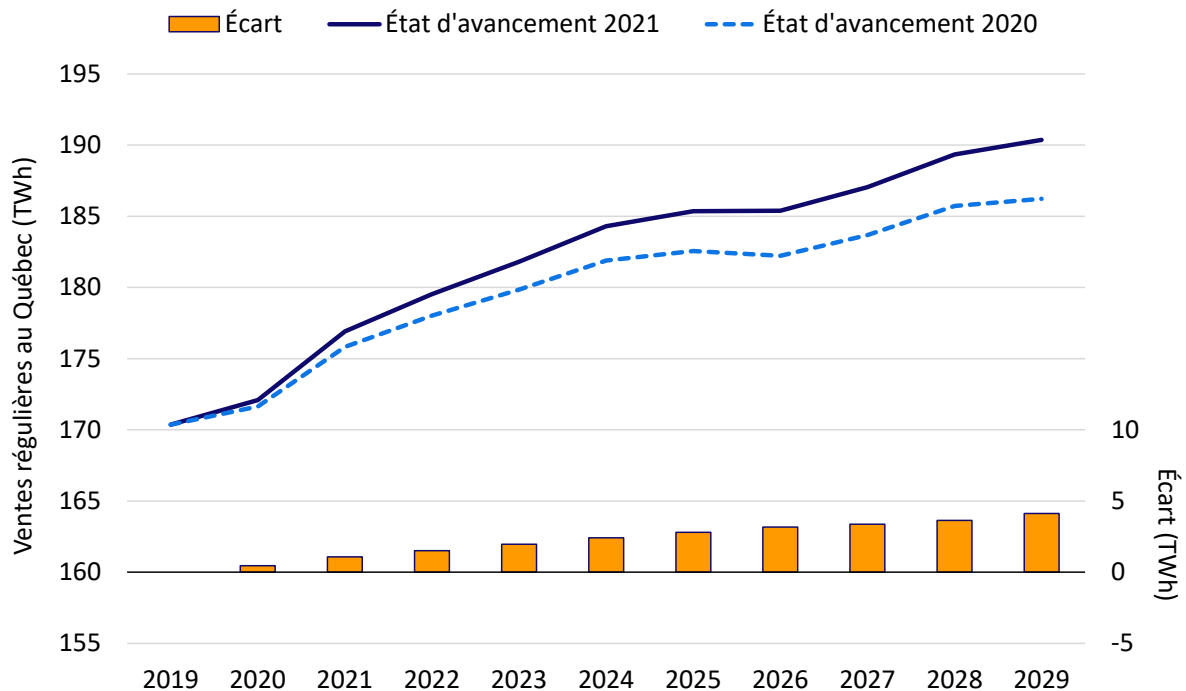
1 essentiels, n'ont pas empêché l'économie de croître au cours du 1^{er} trimestre de 2021,
2 récupérant presque la totalité du terrain perdu depuis le 4^e trimestre de 2019.

3 Sur le plan de l'emploi, près de 98 % du niveau observé avant le début de la crise sanitaire a
4 été récupéré au cours du 2^e trimestre de 2021. Malgré le fait que certains éléments de risques
5 perdurent, particulièrement la propagation du variant Delta, le récent succès de la campagne
6 de vaccination et l'allègement des mesures de restrictions qui l'accompagne permet d'anticiper
7 une poursuite de la reprise de l'économie au cours des prochains trimestres.

2.2. Prévision des ventes régulières d'électricité

8 Le Distributeur anticipe des ventes d'électricité de 190,4 TWh (figure 2.1), soit une
9 augmentation de 20 TWh sur la période couverte par le *Plan d'approvisionnement 2020-2029*
10 (le Plan).

FIGURE 2.1 :
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC ET
COMPARAISON
PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2020

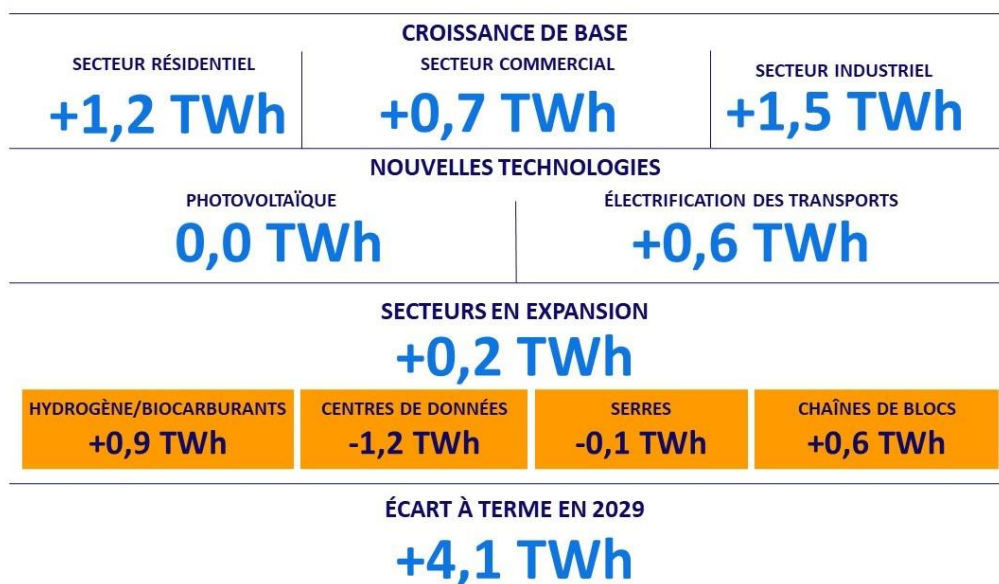


11 La comparaison de la prévision de l'État d'avancement 2021 avec celle du précédent état
12 d'avancement montre des ventes plus élevées à chaque année. Bien que la hausse des ventes
13 soit observée dans tous les secteurs (figure 2.2), une grande proportion est attribuable aux
14 efforts d'électrification des transports et à la croissance de base. Cette dernière reflète la

1 combinaison de l'impact lié à la reprise économique et de l'impact lié à la conversion des
2 usages de chauffage des bâtiments vers l'électricité.

3 À la fin de la période couverte par le Plan, les ventes sectorielles prévues à l'État d'avancement
4 2021 montrent un écart de +4,1 TWh par rapport à la prévision de l'État d'avancement 2020
5 (figure 2.2). Les sections ci-après décrivent les secteurs contribuant à l'écart entre les
6 prévisions.

**FIGURE 2.2 :
FACTEURS EXPLICATIFS DES ÉCARTS DES VENTES À TERME
PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2020**



2.2.1. Croissance de base

7 Écart par rapport à l'État d'avancement 2020 :

- 8 • L'amélioration des perspectives économiques, la diffusion accrue de la climatisation
9 résidentielle et la conclusion de l'entente avec Énergir pour la conversion des
10 équipements au gaz naturel des clients des secteurs Résidentiel et Commercial vers
11 la biénergie électricité - gaz naturel expliquent en bonne partie l'augmentation des
12 ventes des secteurs Résidentiel et Commercial. De surcroît, la forte croissance des
13 mises en chantier a contribué à la croissance importante des abonnements résidentiels
14 à court terme. Ainsi, le Distributeur prévoit un écart de ventes de +1,2 TWh en 2029
15 pour le secteur Résidentiel et de +0,7 TWh pour le secteur Commercial par rapport à
16 la prévision de l'État d'avancement 2020.
- 17 • Au secteur Industriel, le Distributeur anticipe une augmentation de la prévision de
18 1,5 TWh. Cette augmentation provient en grande partie des secteurs de l'Aluminium,

1 des Mines et de la Sidérurgie, fonte et affinage qui y contribuent à hauteur de 0,6 TWh,
2 0,8 TWh et 0,4 TWh respectivement. Toutefois, la hausse est partiellement atténuée
3 par une baisse des ventes au secteur des *Pâtes et papier* de 0,3 TWh en 2029, qui
4 découle des difficultés récentes du secteur. La bonne tenue des prix mondiaux des
5 matières premières et la stratégie liée à la filière batterie soutiennent le rehaussement
6 de la prévision.

2.2.2. Nouvelles technologies

7 Le Distributeur reconduit le positionnement sur la production photovoltaïque distribuée à
8 l'horizon 2029 de l'État d'avancement 2020.

9 Par rapport à l'État d'avancement 2020, les ventes prévues associées à l'électrification des
10 transports ont augmenté de 0,6 TWh provenant essentiellement des éléments suivants :

- 11 • **Véhicules électriques** : La prévision du nombre de véhicules électriques a été revue
12 à la hausse sur la base des informations publiées dans le Plan de mise en œuvre et
13 des données réelles. Cela se traduit par une hausse des ventes prévues d'électricité à
14 terme de 0,2 TWh. Ainsi, le Distributeur prévoit que le nombre de véhicules électriques
15 en circulation en 2029 atteindra environ un million d'unités.
- 16 • **Transport en commun** : Une révision des hypothèses portant sur la réalisation des
17 projets a eu pour effet de rehausser la prévision des ventes de 0,3 TWh à l'horizon
18 2029.
- 19 • **Camions électriques** : La prévision associée à l'électrification des transports inclut
20 maintenant la consommation des camions lourds électriques. En 2029, la contribution
21 du transport lourd aux ventes de ce secteur est de l'ordre de +0,1 TWh.

2.2.3. Secteurs en expansion¹

22 Un écart de +0,2 TWh est prévu à l'horizon 2029 par rapport à l'État d'avancement 2020, lequel
23 est attribuable à la révision de la prévision des secteurs suivants, notamment :

- 24 • **Hydrogène et biocarburants** : Le développement de cette filière présente un potentiel
25 intéressant pour la transition énergétique du Québec. Certains acteurs du milieu, dont
26 Hydro-Québec, travaillent à se familiariser avec ces technologies de pointe au moyen
27 d'un premier projet visant la production d'hydrogène vert. Ce projet servira de vitrine
28 pour stimuler le développement de cette filière au Québec. Ainsi, la prévision de ce
29 secteur a été rehaussée de 0,9 TWh à l'horizon 2029.

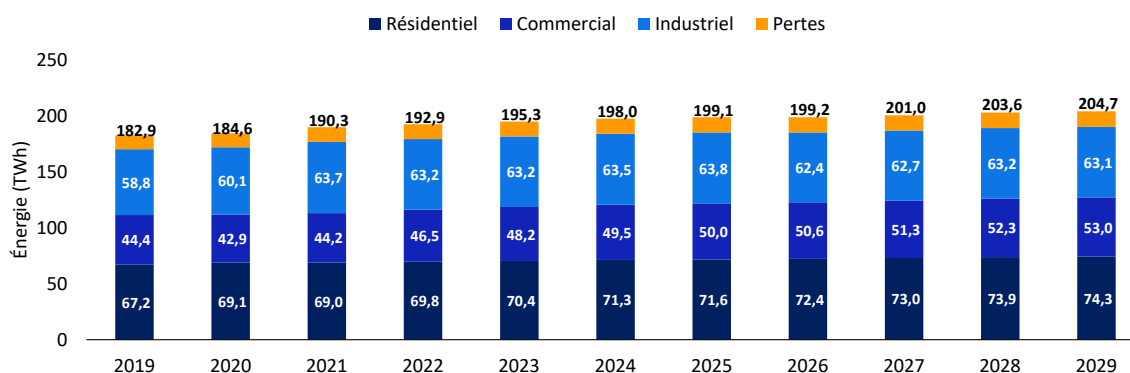
¹ Anciennement connu sous le nom de *Développements de marchés*, cette catégorie représente maintenant les secteurs dont les ventes sont en progression et qui ne sont pas corrélés aux variables économétriques usuelles.

- 1 • **Centres de données** : La prévision a été revue à la baisse, de l'ordre de 1,2 TWh, à
2 l'horizon 2029. Cette baisse reflète une consommation plus faible associée à ce
3 secteur, comme constaté pour les centres de données en exploitation au Québec. De
4 surcroît, la prévision intègre un nouveau positionnement sur la croissance des charges
5 prévues, laquelle est plus progressive que celle qui avait été anticipée antérieurement.
- 6 • **Serres** : La mise à jour de la prévision montre une baisse de 0,1 TWh. La présente
7 prévision inclut les mesures de soutien au développement des serres au Québec. La
8 part des ventes liées aux serres maraîchères, ornementales et mixtes continue d'être
9 en hausse par rapport à celle liée à la culture du cannabis pour usage pharmaceutique
10 ou récréatif.
- 11 • **Chaînes de blocs** : L'écart positif de 0,6 TWh résulte de la prise en compte de la
12 décision D-2021-007 rendue dans le cadre du dossier R-4045-2018 demandant
13 l'attribution des volumes restant du bloc de 300 MW et approuvant l'octroi d'un nouveau
14 bloc de 40 MW dédié aux réseaux municipaux.

2.3. Prévision des besoins en énergie et en puissance

15 Les facteurs expliqués dans les sections précédentes ont contribué à l'augmentation des
16 besoins en énergie à terme, soit +4,3 TWh par rapport à la prévision de l'État d'avancement
17 2020, pour atteindre 204,7 TWh en 2029 (figure 2.3). Outre ces facteurs, l'ajout de données
18 réelles et le raffinement de la relation entre le taux de pertes globales et les variables
19 climatiques dans les modèles ont résulté en une baisse du taux de pertes globales anticipé à
20 l'horizon 2029 pour atteindre 7,3 %.

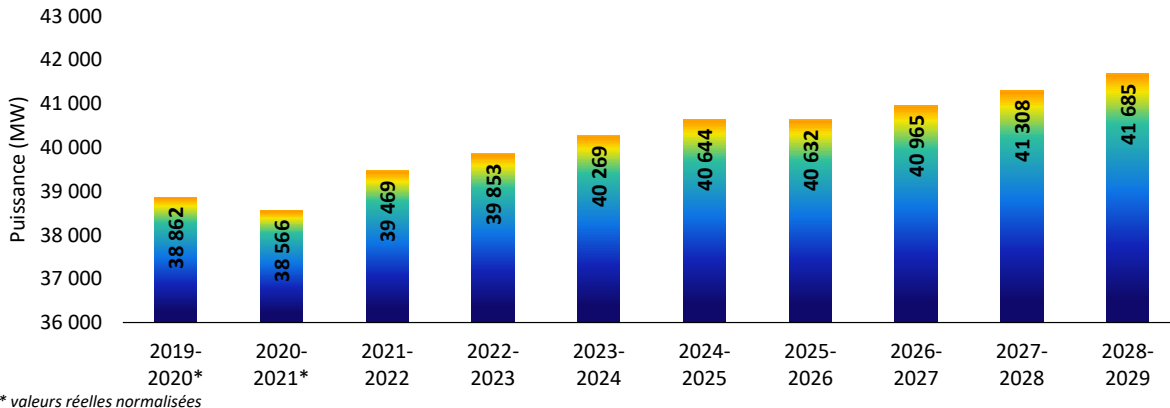
FIGURE 2.3 :
PRÉVISION DES VENTES ET DES BESOINS EN ÉNERGIE



21 Le contexte de crise sanitaire a contribué à une réduction des besoins en puissance pour
22 l'hiver 2020-2021 de 209 MW par rapport à ce qui était prévu il y a un an. Toutefois, l'écart
23 négatif se résorbera à compter de l'hiver prochain et les besoins en puissance seront

- 1 marginalement plus importants de 135 MW par rapport à ceux présentés à l'État d'avancement
- 2 2020, pour atteindre 41 685 MW à l'hiver 2028-2029 (figure 2.4).

**FIGURE 2.4 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE DE L'HIVER**



2.4. Aléas de la demande

- 3 Par rapport à l'État d'avancement 2020, l'aléa global en énergie a été légèrement revu à la
- 4 baisse aux horizons de 1 à 4 ans et à la hausse à l'horizon de 5 ans. Quant à l'aléa global en
- 5 puissance, il a été revu à la hausse (tableaux 2.1 et 2.2).
- 6 Le changement à l'aléa global en énergie est attribuable au changement de l'aléa sur la
- 7 demande prévue et, plus spécifiquement, au risque associé à la consommation des *Forts*
- 8 *consommateurs*.

**TABLEAU 2.1 :
ALÉA SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE
ÉCART-TYPE**

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026
Aléa global	3,2	3,5	3,8	4,1	5,0
Aléa sur la demande prévue	2,1	2,5	2,9	3,3	4,3
Aléa climatique	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5

- 9 Pour ce qui est de la hausse de l'aléa global en puissance, elle est attribuable à une hausse
- 10 de l'aléa climatique découlant de l'ajout des données de l'année 2020 dans l'évaluation des
- 11 risques.

**TABLEAU 2.2 :
ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE DE L'HIVER
ÉCART-TYPE**

<i>En MW</i>	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025
Aléa global	1 704	1 765	1 818	1 870
Aléa sur la demande prévue	499	610	682	772
Aléa climatique	1 629	1 656	1 685	1 703

2.5. Suivis de décision (D-2020-055)

- 1 Le Distributeur a complété la revue du profil de recharge des véhicules électriques en incluant
- 2 les nouvelles données du Circuit électrique à son échantillon, soit celles allant d'octobre 2019
- 3 jusqu'à septembre 2020, et en les ajustant pour tenir compte des caractéristiques régionales.
- 4 Ainsi, le profil de recharge qui en résulte ne montre aucun changement significatif et l'impact
- 5 à la pointe demeure à près de 0,7 kW par véhicule.

3. APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIE

3.1. Bilans et stratégie

Les bilans d'énergie et de puissance présentés aux tableaux 3.1 et 3.2 intègrent les différents approvisionnements et moyens de gestion décrits au tableau 3.3. Le Distributeur précise que, pour l'hiver 2021-2022, les valeurs présentées au bilan de puissance pour les différents moyens de gestion de la demande en puissance correspondent aux contributions attendues découlant des adhésions réelles des clients pour cet hiver.

**TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE**

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	192,9	195,3	198,0	199,1	199,2	201,0	203,6	204,7
APPROVISIONNEMENTS								
Approvisionnements planifiés								
Électricité patrimoniale utilisée	173,8	175,1	176,6	176,8	176,7	178,9	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,6	3,7	3,9	3,9	3,9	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,3	0,9	0,9	0,9	0,4	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,02	0,05	0,07	0,07	0,08	0,08	0,09	0,09
Éolien	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise								
Achats sur les marchés de court terme	1,1	1,6	2,0	2,8	3,0	4,6	6,0	6,0
▪ Dont achats en hiver	1,0	1,5	1,9	2,5	2,7	3,0	3,0	3,0
Approvisionnements de long terme	-	-	-	-	-	1,9	5,1	6,9
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	5,1	3,8	2,2	2,1	2,2	-	-	-

TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	39 469	39 853	40 269	40 644	40 632	40 965	41 308	41 685
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 754	3 845	3 954	4 117	4 208	4 264	4 331	4 377
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	43 223	43 698	44 223	44 760	44 840	45 229	45 639	46 062
APPROVISIONNEMENTS								
Approvisionnement planifiés								
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 926	1 935	1 927	1 968	1 968	1 924	1 834	1 728
▪ Éolien ⁽¹⁾	1 486	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361
▪ Biomasse	336	345	337	337	337	337	285	222
▪ Petite hydraulique	103	103	103	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 581	1 757	2 369	2 671	2 904	3 010	3 144	3 170
▪ Électricité interruptible (incluant la bonification)	856	844	963	1 090	1 197	1 197	1 207	1 207
▪ Interventions en gestion de la demande de puissance	726	913	1 406	1 581	1 707	1 814	1 937	1 963
- GDP Affaires (incluant l'admissibilité des petits clients L)	413	424	679	695	727	727	738	738
- Interruption chaînes de blocs	178	261	329	309	287	267	249	233
- Tarification dynamique	106	180	287	371	371	371	371	371
- Hilo	28	47	111	205	322	448	579	621
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	0	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise								
Contribution des marchés de court terme ⁽²⁾	900	800	750	950	800	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	1 300	1 800

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

Note (2) : Un premier appel d'offres de court terme tenu en octobre a permis de combler une partie des besoins pour l'hiver 2021-2022. Un second appel d'offres a été lancé le 21 octobre pour compléter l'acquisition des approvisionnements requis.

- 1 Jusqu'à 2026 inclusivement, les moyens planifiés, jumelés aux achats prévus sur les marchés
- 2 de court terme, sont suffisants pour répondre aux besoins anticipés.
- 3 Par la suite, les bilans montrent des besoins pour de nouveaux approvisionnements de long
- 4 terme à partir de l'hiver 2026-2027, en puissance, et de l'année 2027, en énergie. Pour
- 5 répondre à ces besoins, le lancement de deux appels d'offres est prévu en décembre 2021
- 6 pour des mises en service en décembre 2026. Le premier appel d'offres vise l'acquisition de
- 7 contrats d'approvisionnement pour 480 MW de contribution en puissance et 1,4 TWh d'énergie
- 8 en période hivernale, et le second pour l'électricité d'un bloc de 300 MW de puissance installée
- 9 d'énergie éolienne. À cet effet, une demande d'approbation des grilles de pondération et d'une
- 10 clause de renouvellement aux contrats a été déposée à la Régie en septembre dernier².

² Dossier R-4110-2019 – Phase 3, [Demande d'approbation des grilles de pondération des critères d'évaluation des soumissions pour les appels d'offres de 480 MW d'énergie renouvelable \(A/O 2021-01\) et de 300 MW d'énergie éolienne \(A/O 2021-02\) et d'une clause de renouvellements aux contrats.](#)

3.2. Approvisionnements inscrits aux bilans

**TABLEAU 3.3 :
DESCRIPTION ET CONTRIBUTION DES APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS ET PRÉVUS**

Approvisionnements	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Approvisionnements existants			
Contrats et ententes avec Hydro-Québec Production (HQP)			
Électricité patrimoniale	Bloc d'énergie réservée pour la clientèle québécoise, produite à partir des centrales patrimoniales d'HQP	Jusqu'à 178,9 TWh	37 442 MW
Contrat en base	Contrat pour des livraisons fermes d'énergie garantie	3,1 TWh	350 MW
Contrat cyclable	Contrat dont les livraisons peuvent être modulées d'heure en heure	Jusqu'à 2,2 TWh	250 MW
Conventions d'énergie différée/rappelée	Ententes permettant de procéder à des retours de l'énergie des contrats de base et cyclable qui avait été différée de 2008 à 2010	Varie selon les rappels prévus, atteint jusqu'à 0,9 TWh selon la planification actuelle	Varie selon les rappels prévus, peut atteindre 400 MW
Contrats de puissance découlant de l'A/O 2015-01	Trois contrats en puissance qui procurent jusqu'à 351 heures d'énergie à la demande du Distributeur	0,2 TWh	500 MW
Service d'intégration éolienne	Service assurant l'équilibrage de la production éolienne, des retours d'énergie stables et une garantie de puissance Une nouvelle entente a été conclue à l'issue de l'appel d'offres A/O 2020-01 et est en vigueur depuis le 1 ^{er} septembre 2020. Le contrat a été approuvé par la Régie en octobre 2020 (D-2020-137)	Raffermit les livraisons des parcs éoliens à hauteur de 35% de la puissance éolienne installée, sur une base annuelle	Garantit 40 % de la puissance éolienne installée Atteint près de 1 500 MW
Entente globale cadre	Entente qui encadre les dépassements à l'électricité patrimoniale	Aucunes inscriptions aux bilans en vertu de cette entente	

Approvisionnements	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Contrats et ententes avec des fournisseurs privés			
Éolien	Trente-neuf (39) contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres	Jusqu'à 11,4 TWh	Voir Service d'intégration éolienne
Biomasse	Vingt-trois (23) contrats conclus dans le cadre d'appels d'offres et du programme d'achat d'électricité	Jusqu'à 2,5 TWh	Jusqu'à 345 MW
Petites centrales hydrauliques	Dix (10) contrats conclus dans le cadre du programme d'achat d'électricité	Jusqu'à 0,6 TWh	Jusqu'à 144 MW
Entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE	La suspension est planifiée jusqu'à la fin du contrat, en 2026	-	-
Gestion de la demande en puissance			
Électricité interruptible (incluant la bonification)	Options tarifaires offertes aux clients de moyenne et de grande puissance (tarifs M, G9, L ou LG)		
	Un crédit est offert aux clients qui acceptent de réduire leur production en pointe, à la demande du Distributeur Des modifications visant à rehausser la contribution de ces options sont planifiées. Les démarches pour ce faire sont en cours	-	Atteint 1 200 MW
GDP Affaires (incluant l'admissibilité des petits clients L)	Option offerte aux clients Affaires admissibles, à qui un appui financier est versé afin qu'ils réduisent leur consommation d'électricité pendant les heures de pointe, à la demande du Distributeur	-	Atteint 738 MW
	Des démarches pour inclure les clients L de moins de 50 MW à l'option GDP Affaires sont en cours, ce qui permet de rehausser la contribution de ce moyen au bilan		
Interruption chaînes de blocs	En vertu du tarif pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, la fourniture du service est non ferme, de telle sorte que les charges de cette clientèle peuvent être interrompues à la demande du Distributeur, pour un maximum de 300 heures par année, à hauteur de 95% de la charge	Atteint 0,09 TWh	Selon la charge incluse aux besoins en puissance relativement à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs
	Pour les clients en réseaux municipaux, l'effacement est géré par ces derniers. Toutefois, en vertu d'une entente avec les réseaux municipaux, le Distributeur peut demander un effacement correspondant à 95 % des charges pour usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, et ce, pour un maximum de 100 heures		Jusqu'à 329 MW

Approvisionnements	Description	Contribution annuelle en énergie	Contribution en puissance
Gestion de la demande en puissance (suite)			
Tarification dynamique	Options de tarification dynamique offertes aux clients résidentiels et commerciaux. L'option de crédit hivernal et les tarifs Flex D et Flex G sont inscrits au bilan de puissance Les clients inscrits peuvent réaliser des économies en réduisant leur consommation d'électricité, en période de pointe, à la demande du Distributeur	-	Atteint 371 MW
Hilo	La filiale Hilo d'Hydro-Québec assure la mise en marché et l'exploitation d'outils technologiques permettant de contrôler la consommation de certaines charges chez les clients d'Hydro-Québec. En période de pointe, le Distributeur peut demander à Hilo une réduction de consommation d'électricité à sa clientèle	-	Atteint 621 MW
Marchés de court terme			
Achats d'énergie	Achats d'énergie prévus auprès des marchés voisins et québécois, par le biais des bourses d'énergie ou de transactions directes avec les fournisseurs	Jusqu'à 3 TWh en hiver	-
Achats de puissance	Achats prévus de produits de puissance de type UCAP auprès des marchés voisins et québécois. La contribution maximale est évaluée à 1 100 MW, en provenance des marchés de New York et de la zone de réglage du Québec. Cette évaluation repose sur la capacité des interconnexions et les contraintes techniques et commerciales présentées au Plan d'approvisionnement 2020-2029 (voir la section 8.4)	-	Jusqu'à un maximum de 1 100 MW
Autres moyens			
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	Le Distributeur prévoit effacer la charge des Îles-de-la-Madeleine en période de pointe en utilisant la centrale thermique, à partir de son raccordement au réseau intégré prévu en 2027		Atteint 60 MW
Abaissement de tension	Moyen de dernier recours à la disposition du Distributeur. Une validation de la quantité est réalisée à chaque automne par le Transporteur	-	250 MW

4. FIABILITÉ DES APPROVISIONNEMENTS

4.1. Critère de fiabilité en énergie du Distributeur

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

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

Le tableau 4.1 montre que l'ajout d'un aléa d'un écart-type, ce qui représente 5 TWh en 2026, rehausse les achats d'énergie requis. Ces achats demeurent toutefois sous la barre des 6 TWh sur la période de cinq ans. Les ressources du Distributeur sont donc suffisantes pour assurer le respect de ce critère de fiabilité.

TABLEAU 4.1 :
CRITÈRE DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR

En TWh	2022	2023	2024	2025	2026
Achats d'énergie	1,1	1,6	2,0	2,8	3,0
Surplus	5,1	3,8	2,2	2,1	2,2
+ Aléa d'un écart-type (réf. Tableau 2.1)	3,2	3,5	3,8	4,1	5,0
Achats + 1 écart-type	2,1	2,9	4,1	5,3	5,9
Surplus + 1 écart-type	3,5	2,3	0,7	0,6	0,3

4.2. Critère de fiabilité en puissance du Distributeur

Pour assurer la fiabilité en puissance de l'alimentation de la clientèle du Distributeur, une réserve suffisante est requise. Cette réserve, qui permet de faire face aux aléas de la demande et au risque d'indisponibilité des ressources, est inscrite au bilan de puissance présenté dans le tableau 3.2. Elle est établie de manière à respecter le critère de fiabilité en puissance du NPCC, lequel exige que l'espérance de délestage dans une zone d'équilibrage n'excède pas 0,1 jour par année³.

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

³ [NPCC, Regional Reliability Reference Directory #1 Design and Operation of the Bulk Power System](#)

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

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

	Année courante	+ 1 an	+ 2 ans	+ 3 ans
Plan d'approvisionnement 2020-2029	9,4%	9,5%	9,5%	9,7%
État d'avancement 2020	9,4%	9,5%	9,7%	9,7%
État d'avancement 2021	9,5%	9,6%	9,8%	10,1%

- 3 La méthode d'établissement de la réserve est la même que celle utilisée lors du Plan. Le
4 Distributeur a appliqué un taux de réserve pour le moyen de gestion en puissance Interruption
5 chaînes de blocs, pour la portion située en réseaux municipaux. Le taux de réserve appliqué
6 est de 15 % étant donné que ce produit a les mêmes modalités que celles des options
7 d'électricité interruptible.
8 Le taux de réserve du Distributeur demeure comparable à celui du Plan pour l'année courante
9 et les années suivantes.

**TABLEAU 4.3 :
CONTRIBUTION EN PUISSANCE ET TAUX DE RÉSERVE
DES MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE DE PUISSANCE**

Moyen	Contribution au bilan de puissance (MW) 2021-2022	Taux de réserve
Électricité interruptible (incluant la bonification)	856	15 %
GDP Affaires (incluant l'admissibilité des petits clients L)	413	17 %
Interruption chaînes de blocs	178	15 % ¹
Tarification dynamique	106	15,3 % ²
Hilo	28	17 %

1 : Le taux de réserve est appliqué seulement sur la valeur d'effacement en provenance des clients situés en réseaux municipaux (115 MW en 2021-2022).

2 : Taux pondéré en fonction du taux de réserve des deux options de tarification dynamique.

4.3. Critère de fiabilité en énergie du Producteur

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

6 Dans sa décision D-2017-040 relative au *Plan d'approvisionnement 2017-2026*, la Régie a
7 reconduit le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité fourni par le
8 Producteur, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit
9 éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives et de 98 TWh sur quatre
10 années consécutives.

11 Le Distributeur vérifie, trois fois par année, le respect de ce critère auprès de son fournisseur.
12 Une attestation à cet effet est déposée et rendue publique, en mai, août et novembre de
13 chaque année⁴.

4.4. Fiabilité en puissance des approvisionnements du Producteur

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

⁴ [Documents publics des critères de fiabilité transmis à la Régie.](#)

5. APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

5.1. Bilan offre-demande en puissance

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

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

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) en kW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Îles-de-la-Madeleine								
Cap-aux-Meules ⁽³⁾	5 133	4 620	4 136	4 066	3 498	2 973		
L'Île-d'Entrée	503	504	504	504	504	505	505	505
Nunavik								
Akulivik	397	380	360	339	319	298	281	267
Aupaluk	43	(8)	(37)	(49)	(60)	(71)	(82)	(92)
Inukjuak ⁽²⁾⁽⁴⁾	261	853	499	108	19	(57)	(124)	(197)
Ivujivik ⁽¹⁾	18	3	(13)	(28)	(41)	(54)	(67)	(78)
Kangihsualujuaq	166	147	122	96	71	45	19	(7)
Kangihsujuaq ⁽¹⁾	946	922	897	873	849	826	804	783
Kangirsuk	79	73	65	56	48	39	31	23
Kuujuaq	391	321	231	139	46	(45)	(135)	(222)
Kuujuarapik ⁽¹⁾	1 439	1 407	1 370	1 334	1 300	1 273	1 252	1 230
Puvimittuq	246	195	139	84	29	(24)	(77)	(129)
Quaqtaq	(43)	(53)	(67)	(81)	(96)	(111)	(125)	(140)
Salluit ⁽¹⁾	1 419	1 388	1 349	1 311	1 277	1 242	1 208	1 173
Tasiujaq ⁽¹⁾	404	397	395	392	383	372	361	351
Umiujaq	173	156	136	116	97	78	59	41
Basse Côte-Nord								
Lac Robertson	1 651	1 624	1 593	1 566	1 541	1 517	1 495	1 473
La Romaine ⁽³⁾	1 535							
Port-Menier	319	315	310	304	299	293	288	282
Schefferville								
Schefferville	712	541	382	232	89	(46)	(174)	(295)
Haute-Mauricie								
Clova	10	9	7	5	4	3	1	(0)
Obedjiwan ⁽²⁾	284	216	150	85	23	(43)	(109)	(173)

1. Avec groupes électrogènes mobiles pour assurer temporairement le respect du critère de fiabilité.
2. Inclut l'option d'électricité interruptible.
3. Raccordement au réseau intégré prévu.
4. Raccordement de la centrale hydroélectrique privée prévue en 2022.

- 1 Le portrait des marges de puissance par réseaux est semblable à celui présenté dans le Plan.
2 Quelques éléments à signaler :
- 3 • Les augmentations de puissance sont en cours dans les centrales diesel d'Ivujivik et
4 de Salluit et devraient être terminées en 2022.
 - 5 • Le raccordement des chalets à Clova ne s'est finalement pas réalisé. Le déficit en
6 puissance est donc reporté de plusieurs années.
 - 7 • Des groupes électrogènes mobiles seront déployés à Aupaluk et à Quaqaq.

5.2. Stratégie d'approvisionnement

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

5.2.1. Interventions en efficacité énergétique

13 Dans l'ensemble des réseaux autonomes, le Distributeur poursuit ses campagnes de
14 sensibilisation afin que la clientèle adopte des comportements écoénergétiques et le
15 déploiement de mesures d'économie d'énergie.

16 Le tableau 5.2 présenté dans l'État d'avancement 2020⁵ fait le statut des interventions en
17 efficacité énergétique déployées dans les différents réseaux autonomes.

18 Depuis, le Distributeur a déployé le programme *Thermopompes efficaces* à l'échelle du
19 Québec, par le biais duquel il offre un incitatif financier à l'installation de thermopompes
20 admissibles aux clients résidentiels, incluant à ceux des réseaux autonomes. Comme
21 mentionné dans le Plan d'approvisionnement 2020-2029 – Phase 2⁶, le Distributeur envisage
22 d'adapter cette offre afin de favoriser l'acquisition de thermopompes efficaces par les clients
23 résidentiels des Îles-de-la Madeleine. Fort du succès remporté par le concours « *Cet hiver,
24 j'adapte mes habitudes!* » lancé l'hiver dernier, celui-ci sera renouvelé à l'hiver 2021-2022 afin
25 de sensibiliser la population des réseaux autonomes à la pointe hivernale et à une
26 consommation judicieuse en hiver.

Nunavik

27 Depuis 2005, plus de 8 GWh d'économies d'énergie ont été générées au Nunavik grâce aux
28 initiatives du Distributeur. Ce résultat n'est pas négligeable compte tenu que le chauffage des

⁵ [État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029](#) (version révisée), page 33.

⁶ Dossier R-4110-2019 – Phase 2, pièce HQD-11, document 1 [\[B-0204\]](#), page 12.

1 espaces et de l'eau, usages constituant la plus grande part de la consommation énergétique
2 des ménages, est non électrique. Néanmoins, la recherche de solutions en efficacité
3 énergétique, rentables pour les clients et le Distributeur, se poursuit.

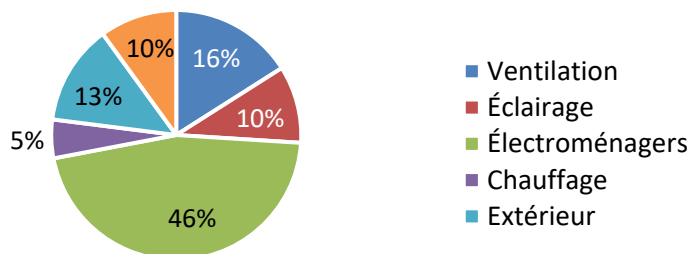
4 D'ailleurs, malgré les aléas de la pandémie de la COVID-19, les discussions amorcées en
5 2020 se sont poursuivies en 2021 avec les principaux organismes du Nunavik en vue de
6 convenir des initiatives à mettre en œuvre en efficacité énergétique au cours des prochaines
7 années. Parmi les organismes consultés ou qui le seront prochainement, notons la Fédération
8 des coopératives du Nouveau-Québec (FCNQ), la Société Makivik, l'Administration régionale
9 Kativik (ARK) et l'Office municipal d'habitation Kativik (OMHK). En s'appuyant également sur
10 les audits énergétiques réalisés en 2018⁷ et sur l'étude de potentiel en efficacité énergétique
11 réalisée par Econoler⁸ en 2019, le Distributeur a établi un plan d'action préliminaire qui
12 s'articule autour des trois grands axes présentés aux paragraphes suivants. Ce plan d'action
13 est évolutif et sera bonifié au fur et à mesure que les discussions progressent avec les
14 organismes locaux.

Marché résidentiel

15 Des discussions avec les parties prenantes, il ressort clairement que l'efficacité énergétique
16 doit non seulement viser à réduire les coûts d'approvisionnement du Distributeur, mais
17 également contribuer à améliorer la qualité de vie des habitants du Nunavik.

18 Comme le montre la figure 5.1, une grande proportion (46 %) de la consommation électrique
19 résidentielle au Nunavik est attribuable aux appareils électroménagers.

FIGURE 5.1 :
RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE RÉSIDENIELLE PAR USAGE FINAL



20 Pour cette raison, le Distributeur considère la possibilité de mettre de l'avant des mesures
21 visant les électroménagers. Par exemple, la technologie des sècheuses à condensation (avec
22 thermopompes) est commercialisée en Europe, mais son coût prohibitif en freine son adoption
23 au Québec. Toutefois, avec les coûts évités élevés au Nunavik, l'introduction de cette

⁷ Dossier R-4057-2018 – Phase 2, pièce HQD-19, document 1 [B-0208], annexe A.

⁸ Dossier R-4110-2019 – Phase 1, pièce HQD-5, document 1.1 [B-0092], annexe A.

1 technologie dans ces réseaux devient économiquement intéressante pour le Distributeur.
2 Ainsi, il envisage de subventionner ces appareils à hauteur du surcoût de manière à rendre
3 l'acquisition rentable pour les acheteurs. Les laveuses plus efficaces pourront possiblement
4 être offertes conjointement avec les sècheuses à condensation. Le Distributeur amorcera sous
5 peu des discussions avec la FCNQ et l'OMHK pour mesurer le taux de réceptivité de telles
6 mesures par les utilisateurs finaux et pour définir la stratégie de déploiement optimale. Selon
7 les résultats de ces discussions, un déploiement serait envisageable en 2022-2023.

8 L'étude de potentiel en efficacité énergétique d'Econoler a également permis d'identifier un
9 potentiel d'économies d'énergie intéressant des mesures de sensibilisation auprès de la
10 population. Plus spécifiquement, les campagnes, qui débuteront en 2022, viseront l'adoption
11 de comportements écoresponsables comme éteindre certains appareils électriques
12 (téléviseurs, éclairage, etc.) lorsque inutilisés et éviter l'utilisation d'un chauffage d'appoint
13 électrique.

Marché commercial et institutionnel

14 En raison de la diversité des usages et des vocations dans le segment commercial et
15 institutionnel, le Distributeur privilégie, pour ce segment, une approche dite « sur mesure »
16 plus flexible qu'une approche par « produits ». Concrètement, il mandatera une firme pour
17 réaliser des audits énergétiques dans les différents commerces et institutions des
18 communautés. Une fois les résultats des audits obtenus et les mesures identifiées pour une
19 communauté donnée, le contrat sera octroyé à une firme pour la réalisation des travaux. Une
20 attention particulière sera portée à l'optimisation des systèmes de ventilation, comme proposé
21 dans l'étude de potentiel en efficacité énergétique d'Econoler. Si les mesures sanitaires au
22 Nunavik le permettent, les audits débuteront en 2022, suivis par les premières installations de
23 mesures en 2023.

Production solaire décentralisée

24 Le Distributeur entend poursuivre au Nunavik des démonstrations technologiques favorisant
25 les énergies renouvelables, notamment de l'utilisation de panneaux solaires décentralisés.
26 L'électricité ainsi produite en aval du compteur pourrait servir à alimenter les charges de
27 l'autoproduit ou être injectée, lorsqu'en surplus, sur le réseau local. Des discussions sont
28 en cours à ce sujet avec des parties prenantes du Nunavik pour déterminer le meilleur modèle
29 d'affaires.

5.2.2. Conversion des réseaux autonomes

30 Le Distributeur a entrepris de convertir de façon partielle ou totale la production d'électricité
31 des réseaux autonomes vers des sources d'énergie plus propres.

Nunavik

1 Le Distributeur échange présentement avec l'organisation inuite Tarquti concernant le
2 déploiement de plusieurs projets éoliens au Nunavik. Tarquti a d'ailleurs installé cinq tours de
3 mesure de vent sur le territoire, soit à Kuujjuaq, Puvirnituaq, Salluit, Kangiqsujuaq et Quaqtuaq.

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 décembre 2022.

Inukjuak

6 Le promoteur a commencé la construction de la centrale hydroélectrique à l'été 2020. Le début
7 des livraisons est toujours prévu en décembre 2022.

Kuujjuarapik/Whapmagoostui

8 Le Distributeur poursuit ses discussions avec *Kuujjuarapik Whapmagoostui Renewable Energy*
9 *Corporation* (KWREC) concernant un projet éolien. KWERC appartient à 50 % à la
10 communauté crie de Whapmagoostui et à 50 % à la communauté inuit de Kuujjuarapik. Le but
11 des discussions est de conclure un contrat d'achat d'énergie qui sera déposé pour approbation
12 à la Régie en 2022.

La Romaine

13 Le raccordement au réseau principal du village de La Romaine et de la communauté
14 d'UNAMEN SHIPU achève, de sorte que tous les clients devraient être alimentés en énergie
15 renouvelable en 2022.

Obedjiwan

16 Le Distributeur discute avec la communauté concernant un projet de biomasse. Le but des
17 discussions est de conclure un contrat d'achat d'énergie qui sera déposé pour approbation à
18 la Régie en 2022.

Îles-de-la-Madeleine

19 Le parc éolien de la Dune-du-Nord a commencé à produire de l'énergie propre et renouvelable
20 aux Îles à la fin de 2020.

21 En ce qui concerne la source d'alimentation principale de l'archipel, la mise à jour des
22 différents scénarios d'approvisionnement a confirmé que la solution privilégiée pour la
23 transition énergétique demeure le raccordement par câbles sous-marins à partir de Percé avec
24 l'utilisation de la centrale diesel existante comme moyen de gestion de la pointe. L'avant-projet

- 1 se poursuit en ce sens. Les résultats de l'analyse ont été déposés dans le cadre de la phase 2
2 du Plan⁹.

5.2.3. Moyens permettant d'assurer la fiabilité en puissance

- 3 Pour intégrer de l'énergie renouvelable variable dans un réseau autonome, il faut pouvoir
4 compter sur une deuxième source de production disponible en tout temps. C'est pourquoi des
5 groupes au diesel doivent être remplacés ou ajoutés dans certaines communautés. Voir à cet
6 effet la section 5.1.
- 7 Le Distributeur maintient par ailleurs sa stratégie énoncée dans le Plan.

⁹ Dossier R-4110-2019 – Phase 2, pièce HQD-11, document 1 [\[B-0204\]](#).

6. COÛTS ÉVITÉS

6.1. Coûts évités sur le réseau principal

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

6.1.1. Coûts évités de fourniture – transport

Signal de coût évité de l'énergie

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

- 8 • 2021 à 2026 inclusivement :
 - 9 ○ Le signal de coût évité pour la période hivernale (décembre à mars) est de
10 4,4 ¢/kWh (\$ 2021), indexé à l'inflation ;
 - 11 ○ Le signal de coût évité pour la période estivale (avril à novembre) est de 3,0 ¢/kWh
12 (\$ 2021), indexé à l'inflation.
- 13 • À compter de 2027 :
 - 14 ○ Le signal de prix est de 8,6 ¢/kWh (\$ 2021) indexé à l'inflation, soit 6,3 ¢/kWh
15 (\$ 2021) pour la fourniture à laquelle s'ajoutent les coûts de transport et
16 d'équilibrage de 2,2 ¢/kWh (\$ 2021). Ce signal de prix reflète le prix de référence
17 de l'électricité des contrats issus du quatrième appel d'offres d'énergie éolienne
18 A/O 2013-01, révisé afin de refléter la baisse constatée et anticipée du coût des
19 projets éoliens, comme précisé dans le dossier R-4057-2018¹⁰.

Signal de coût évité de la puissance

20 Le bilan de puissance prévoit le besoin pour un approvisionnement de long terme à compter
21 de l'hiver 2026-2027.

- 22 • Pour les hivers 2021-2022 à 2025-2026, le signal de coût évité est de 20 \$/kW-hiver
23 (\$ 2021, indexé à l'inflation) et reflète le coût d'approvisionnement sur les marchés de
24 court terme pour un approvisionnement en puissance de type UCAP ;

¹⁰ Dossier R-4057-2018, pièce HQD-4, document 3 [[B-0015](#)].

- 1 • À compter de l'hiver 2026-2027, le signal de coût évité est de 119 \$/kW-an (\$ 2021,
2 indexé à l'inflation). Ce signal est basé sur le coût moyen de la puissance des
3 soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.

6.1.2. Coûts évités horaires

4 Le tableau 6.1 présente la mise à jour des coûts évités horaires, selon la méthodologie
5 présentée dans le cadre du Plan¹¹. Il présente le détail, heure par heure, des valeurs associées
6 aux profils du prix de l'énergie et aux coûts évités.

**TABLEAU 6.1 :
PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES**

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

¹¹ Dossier R-4110-2019 – Phase 1, pièce HQD-4, document 2 [B-0021].

6.1.3. Coûts évités de transport et distribution

1 Dans l'État d'avancement 2020, ne disposant pas des informations nécessaires, le Distributeur
2 indiquait qu'il reportait la mise à jour des coûts évités de transport et distribution à l'État
3 d'avancement 2021. Dans ces circonstances, il jugeait approprié d'indexer à l'inflation les
4 coûts évités de transport et de distribution présentés dans le Plan¹².

5 Le Distributeur a été en mesure de procéder à la mise à jour des coûts évités de transport
6 selon la méthodologie décrite dans le Plan¹³. Le coût évité de transport s'établit à 53,60 \$/kW
7 (\$ 2021, indexé à l'inflation).

8 Toutefois, concernant le coût évité de distribution, certains ajustements sont en cours dans la
9 classification des investissements associés à la croissance, lesquels sont à la base du coût
10 évité de distribution. Les données disponibles ne permettent pas pour le moment d'établir un
11 coût évité qui soit représentatif et cohérent avec les résultats obtenus antérieurement. Le
12 Distributeur prévoit compléter les analyses nécessaires au cours de l'année 2022. Dans
13 l'intervalle, il juge approprié d'indexer le coût évité de distribution au taux d'inflation de long
14 terme ; le coût évité de distribution serait de 17,30 \$/kW (\$ 2021, indexé à l'inflation).

6.2. Coûts évités des réseaux autonomes

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

6.2.1. Coûts évités de l'énergie

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

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

25 À partir de ces variables, une annuité croissante (exprimée en \$ 2021), indexée à l'inflation,
26 est calculée. Comparativement à ceux approuvés dans le dossier R-4057-2018, les coûts
27 évités sont plus faibles, principalement en raison de la révision à la baisse de la prévision des

¹² [État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement 2020-2029](#), section 6.1.3.

¹³ Dossier R-4110-2019 – Phase 1, pièce HQD-4, document 4 [\[B-0032\]](#), section 3.1.

- 1 prix des combustibles. Pour le réseau de Schefferville, le coût évité de l'énergie est basé sur
2 les paramètres du contrat avec NALCOR.

6.2.2. Coûts évités de la puissance

- 3 Pour l'ensemble des territoires, les coûts évités de la puissance exprimés en \$/kW-an
4 demeurent identiques à ceux du dossier tarifaire 2019-2020¹⁴. Seuls les paramètres
5 économiques ont été mis à jour.

6.2.3. Coûts évités par réseaux autonomes

**TABLEAU 6.2 :
COÛTS ÉVITÉS PAR RÉSEAUX AUTONOMES – ANNUITÉ CROISSANTE EXPRIMÉE EN ¢/KWH DE 2021**

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance \$/kW-an	Facteur d'utilisation	Coût évité en puissance ¢/kWh	Coût évité total ¢/kWh
Îles-de-la-Madeleine					
Cap-aux-Meules	16,52	210	51%	4,66	21,19
Nunavik					
Akulivik	47,21	960	54%	20,42	67,63
Aupaluk	51,03	960	59%	18,72	69,75
Inukjuak	44,88	960	62%	17,61	62,48
Ivujivik	51,50	960	59%	18,53	70,03
Kangiqsualujuaq	52,35	960	55%	19,91	72,26
Kangiqsujuaq	49,76	960	59%	18,43	68,19
Kangirsuk	50,00	960	59%	18,67	68,67
Kuujuaq	48,97	960	61%	18,08	67,04
Kuujuarapik	47,14	960	64%	17,11	64,25
Puvirnituq	46,25	960	65%	16,94	63,20
Quaqtaq	55,08	960	60%	18,22	73,30
Salluit	46,87	960	64%	17,15	64,02
Tasiujaq	53,19	960	61%	17,84	71,03
Umiujaq	50,19	960	60%	18,23	68,41
Basse-Côte-Nord					
La Romaine	34,08	820	47%	20,06	54,14
Port Menier	34,89	820	46%	20,53	55,43
Haute Mauricie					
Clova	35,92	820	42%	22,24	58,15
Opitciwan	31,35	820	48%	19,47	50,81
Schefferville	2,62	155	51%	3,50	6,12

¹⁴ Dossier R-4057-2018 – Phase 1, pièce HQD-4, document 3 [B-0015], section 7.3.

| 7. ANNEXE PRÉVISION DE LA DEMANDE

TABLEAU 7.1 :
PRÉVISION DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2019 ¹	2020 ¹	2021 ²	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	67,2	69,1	69,0	69,8	70,4	71,3	71,6	72,4	73,0	73,9	74,3
Commercial	44,4	42,9	44,2	46,5	48,2	49,5	50,0	50,6	51,3	52,3	53,0
Dont:											
Commercial et institutionnel	38,9	37,4	38,5	40,6	41,9	43,0	43,6	44,3	45,1	46,0	46,8
Chaînes de blocs	0,7	0,6	0,7	0,9	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	0,9	0,9
Centres de données	0,6	0,7	0,7	0,9	1,3	1,8	2,3	2,8	3,3	3,8	4,2
Serres	0,3	0,4	0,5	0,6	0,9	1,0	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1
Réseaux municipaux et éclairage public	5,5	5,6	5,7	5,9	6,3	6,5	6,4	6,3	6,3	6,2	6,2
Chaînes de blocs ³	0,3	0,5	0,6	0,8	1,2	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0	0,9
Industriel	58,8	60,1	63,7	63,2	63,2	63,5	63,8	62,4	62,7	63,2	63,1
Dont:											
Industriel PME	8,4	8,0	8,1	8,2	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,1	8,0
Industriel grandes entreprises	50,4	52,1	55,6	55,1	55,1	55,4	55,7	54,3	54,7	55,1	55,1
Alumineries	18,7	23,8	25,6	24,9	25,0	25,1	25,1	23,4	23,4	23,5	23,4
Pâtes et papiers	12,0	9,9	10,0	9,9	9,6	9,5	9,4	9,3	9,2	9,1	9,0
Pétrole et chimie	4,8	4,3	4,7	4,6	4,6	4,7	4,9	5,0	5,1	5,3	5,3
Mines	4,2	3,9	4,1	4,4	4,6	4,8	5,0	5,3	5,5	5,8	5,9
Sidérurgie, fonte et affinage	7,0	6,6	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4	7,5	7,5	7,5	7,5
Autres industriel grandes entreprises	3,8	3,6	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	170,4	172,1	176,9	179,5	181,8	184,3	185,4	185,4	187,1	189,3	190,4
Incluant l'impact des conditions climatiques	174,6	171,4	175,6								

Notes:

¹ Ventes réelles pour les années 2019 et 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2021, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Ventes estimées au réel, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs en Réseaux municipaux.

TABLEAU 7.2 :
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2020
ÉCART DE PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

En TWh	2019 ¹	2020 ¹	2021 ²	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Résidentiel	0,0	0,5	0,9	1,1	1,1	1,2	1,2	1,4	1,4	1,3	1,4
Commercial	0,0	0,1	-1,1	-0,3	0,3	0,4	0,1	-0,1	-0,2	-0,1	0,4
Dont:											
Commercial et institutionnel	0,0	0,1	-0,9	-0,1	0,1	0,0	-0,2	-0,4	-0,5	-0,3	0,2
Chaînes de blocs	0,0	0,0	-0,1	0,1	0,3	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Centres de données	0,0	0,0	-0,1	-0,4	-0,6	-0,8	-1,0	-1,1	-1,3	-1,3	-1,2
Serres	0,0	0,0	0,0	-0,2	-0,1	-0,2	-0,2	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1
Réseaux municipaux et éclairage public	0,0	-0,1	-0,2	-0,2	0,2	0,4	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Chaînes de blocs ³	0,0	0,0	-0,2	-0,1	0,2	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
Industriel	0,0	-0,1	1,2	0,7	0,6	0,9	1,5	1,9	2,2	2,4	2,4
Dont:											
Industriel PME	0,0	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2
Industriel grandes entreprises	0,0	-0,1	1,4	0,9	0,8	1,1	1,6	2,0	2,3	2,6	2,6
Alumineries	0,0	-0,5	1,3	0,6	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6
Pâtes et papiers	0,0	0,2	-0,7	-0,6	-0,5	-0,5	-0,3	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3
Pétrole et chimie	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	0,7	0,9	1,0
Mines	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,4	0,5	0,6	0,8	0,8
Sidérurgie, fonte et affinage	0,0	0,0	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Autres industriel grandes entreprises	0,0	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	0,0	0,5	1,1	1,5	2,0	2,4	2,8	3,2	3,4	3,6	4,1

Notes:

¹ Ventes réelles pour les années 2019 et 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2021, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Ventes estimées au réel, car le Distributeur n'a pas toutes les informations nécessaires pour évaluer les volumes de ventes associés à l'usage Chaînes de blocs en Réseaux municipaux.

TABLEAU 7.3 :
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2019 ¹	2020 ¹	2021 ²	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Ventes Régulières au Québec	170,4	172,1	176,9	179,5	181,8	184,3	185,4	185,4	187,1	189,3	190,4
+ Énergie interruptible	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ Usage interne	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
+ Effacement Chaînes de blocs	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
- Consommation hors réseau intégré	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,3	0,3
= Consommation visée par le Plan ³	170,5	172,2	177,2	179,7	182,0	184,5	185,6	185,6	187,3	189,7	190,8
+ Pertes de transport et de distribution	12,4	12,5	13,2	13,2	13,3	13,5	13,6	13,6	13,7	13,9	14,0
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN	182,9	184,6	190,3	192,9	195,3	198,0	199,1	199,2	201,0	203,6	204,7
<i>Incluant l'impact des conditions climatiques</i>	<i>187,7</i>	<i>183,9</i>	<i>188,8</i>								

Notes:

¹ Ventes réelles pour les années 2019 et 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes publiées au 31 juillet 2021, normalisées pour les conditions climatiques.

³ Inclut un ajustement du facturé/livré et une quantité d'énergie interrompue chez les clients en vertu de contrats de puissance interruptible (Producteur) et de l'option d'électricité interruptible (Distributeur).

TABLEAU 7.4 :
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE PAR
USAGES À LA POINTE DE L'HIVER¹

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Usages											
Chauffage des espaces Résidentiel	13 930	14 116	14 262	14 448	14 643	14 805	14 957	15 090	15 201	15 299	15 387
Chauffage des espaces Commercial	3 579	3 629	3 659	3 721	3 758	3 790	3 819	3 846	3 871	3 894	3 916
Eau chaude Résidentiel	1 948	1 962	1 987	2 004	2 018	2 037	2 041	2 051	2 061	2 079	2 083
Industriel	8 017	8 296	8 083	8 367	8 363	8 369	8 411	8 171	8 217	8 251	8 283
Centres de données	88	98	92	112	153	214	283	353	422	492	553
Chaînes de blocs	113	162	155	187	275	347	325	302	281	262	245
Serres	76	103	128	129	154	174	182	183	184	185	185
Véhicules électriques	28	47	65	93	139	193	256	327	407	496	593
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres usages	10 192	10 450	10 134	10 407	10 350	10 340	10 369	10 308	10 320	10 350	10 439
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	37 972	38 862	38 566	39 469	39 853	40 269	40 644	40 632	40 965	41 308	41 685

Notes:

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

TABLEAU 7.5 :
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2020
ÉCART PAR USAGES À LA POINTE DE L'HIVER¹

En MW	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024	2024-2025	2025-2026	2026-2027	2027-2028	2028-2029
Usages											
Chauffage des espaces Résidentiel	0	-26	123	130	126	128	137	137	124	104	84
Chauffage des espaces Commercial	0	10	67	97	131	165	198	229	260	291	321
Eau chaude Résidentiel	0	9	17	18	15	12	9	6	1	-3	-8
Industriel	0	2	-195	61	40	46	113	166	215	239	265
Centres de données	0	0	-8	-36	-70	-96	-121	-144	-168	-186	-171
Chaînes de blocs	0	0	-19	-40	37	110	105	97	90	83	77
Serres	0	0	23	-27	-90	-111	-118	-124	-125	-125	-126
Véhicules électriques	0	0	-8	-11	-7	-2	4	10	17	26	34
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres usages	0	5	-208	-116	-119	-140	-183	-316	-358	-349	-341
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	0	0	-209	77	63	113	146	60	56	79	135

Notes:

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

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

TABLEAU 7.6 :
PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES

	Unité	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Population de 15 ans et plus au Québec	milliers	7 001	7 053	7 085	7 129	7 182	7 235	7 286	7 334	7 381	7 427	7 471
Nouveaux abonnements résidentiels	milliers	37,9	43,9	38,6	36,5	36,0	34,6	32,3	30,0	28,8	28,3	27,4
Croissance du PIB total ¹	%	2,7	-5,3	5,7	3,9	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
Croissance du PIB manufacturier ¹	%	2,7	-10,0	5,2	3,5	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
Croissance du PIB tertiaire ¹	%	2,8	-4,4	5,5	4,4	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
Croissance de l'emploi total	%	2,0	-4,8	4,4	2,9	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Croissance de la rémunération des salariés ¹	%	4,0	0,4	3,5	2,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8

Notes:

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

TABLEAU 7.7 :
ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2019 ¹	2020 ¹	2021 ²	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Besoins en énergie (10 ^e centile)	182,9	184,6	189,5	190,3	192,1	194,3	195,0	194,3	195,3	196,2	197,1
Besoins en énergie prévus	182,9	184,6	190,3	192,9	195,3	198,0	199,1	199,2	201,0	203,6	204,7
Besoins en énergie (90 ^e centile)	182,9	184,6	191,1	195,6	198,6	201,8	203,5	205,5	208,2	211,3	212,7

Notes:

¹ Ventes réelles pour les années 2019 et 2020, normalisées pour les conditions climatiques.

² Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2021, normalisées pour les conditions climatiques.

TABLEAU 7.8 :
ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE
BESOINS EN PUISSANCE

En MW	2019- 2020 ¹	2020- 2021 ¹	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
Besoins en puissance (10 ^e centile)	38 862	38 566	38 818	39 065	39 387	39 645	39 523	39 707	39 867	40 161
Besoins en puissance prévus	38 862	38 566	39 469	39 853	40 269	40 644	40 632	40 965	41 308	41 685
Besoins en puissance (90 ^e centile)	38 862	38 566	40 117	40 652	41 160	41 653	41 737	42 329	42 768	43 232

Notes:

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

TABLEAU 7.9 :
COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2020
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Consommation visée par le Plan											
État d'avancement 2021 ^{1,2}	170,5	172,2	177,2	179,7	182,0	184,5	185,6	185,6	187,3	189,7	190,8
État d'avancement 2020 ^{3,4}	170,5	171,8	176,0	178,2	180,0	182,0	182,7	182,6	184,0	186,1	186,6
Écart	0,0	0,4	1,1	1,6	2,0	2,5	2,8	3,0	3,2	3,7	4,2
Pertes de transport et de distribution											
État d'avancement 2021 ^{1,2}	12,4	12,5	13,2	13,2	13,3	13,5	13,6	13,6	13,7	13,9	14,0
État d'avancement 2020 ^{3,4}	12,4	12,6	13,1	13,2	13,3	13,5	13,5	13,5	13,6	13,8	13,8
Écart	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
BESOINS VISÉS PAR LE PLAN											
État d'avancement 2021 ^{1,2}	182,9	184,6	190,3	192,9	195,3	198,0	199,1	199,2	201,0	203,6	204,7
État d'avancement 2020 ^{3,4}	182,9	184,4	189,2	191,4	193,3	195,5	196,2	196,1	197,7	199,9	200,4
Écart	0,0	0,3	1,2	1,5	2,0	2,5	2,9	3,1	3,3	3,8	4,3

Notes:

- ¹ Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2021, normalisées pour les conditions climatiques.
² Ventes réelles pour les années 2019 et 2020, normalisées pour les conditions climatiques.
³ Inclut les ventes réelles au 31 juillet 2020, normalisées pour les conditions climatiques.
⁴ Ventes réelles pour l'année 2019, normalisées pour les conditions climatiques.

| 8. ANNEXE APPROVISIONNEMENT

8.1. Historique des événements importants depuis le dépôt du Plan d'approvisionnement 2020-2029

1^{er} décembre 2020	Approbation par la Régie du nouveau tarif relatif au développement de la production en serre.
28 janvier 2021	Décision sur le fond de l'étape 3 de la phase 1 concernant la fixation de tarifs et conditions de service pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (D-2021-007).
30 juin 2021	Décret 906-2021 du gouvernement du Québec concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du <i>Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec</i> .
14 juillet 2021	Publication, par le gouvernement du Québec, de deux projets de règlements dans la Gazette officielle du Québec prévoyant un appel d'offres pour un bloc de 300 MW d'énergie éolienne et un appel d'offres pour un bloc de 480 MW d'énergie renouvelable.
30 juillet 2021	Décision sur le fond pour la fixation de l'option de gestion de la demande de puissance (D-2021-100).
10 septembre 2021	Dépôt d'une demande d'approbation des grilles de pondération des critères d'évaluation des soumissions pour les appels d'offres de 480 MW d'énergie renouvelable (A/O 2021-01) et de 300 MW d'énergie éolienne (A/O 2021-02), ainsi que d'une clause de renouvellement aux contrats (Phase 3 du dossier R-4110-2019).
16 septembre 2021	Dépôt d'une demande conjointe relative aux mesures de soutien à la décarbonation du chauffage des bâtiments par Hydro-Québec dans ses activités de distribution et Énergir, s.e.c. (dossier R-4169-2021).

8.2. Coût des approvisionnements

TABLEAU 8.1 :
COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS

	2020 Historique			2021 Réel au 31 août			2022 Prévisionnel		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	16,6	1 830,3	110,3	17,1	1 861,9	109,1	18,1	1 996,0	110,4
COURT TERME	0,2	41,3	s.o.	0,1	41,5	s.o.	1,1	102,3	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,2	8,5	37,0	0,1	4,7	37,8	1,1	49,7	45,1
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	-	-	s.o.	0,0	-	s.o.	-	-	s.o.
<i>dont gestion de la demande de puissance</i>	0,0	-	s.o.	0,0	-	s.o.	0,0	-	s.o.
<i>dont achats sur les marchés de court terme</i>	0,2	8,5	37,8	0,1	4,7	43,7	1,1	49,7	46,2
<i>dont entente cadre</i>	-	-	0,0	-	-	0,0	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	32,9	s.o.	s.o.	36,8	s.o.	s.o.	52,5	s.o.
<i>dont options d'électricité interruptible</i>	s.o.	11,8	s.o.	s.o.	11,2	s.o.	s.o.	10,7	s.o.
<i>dont gestion de la demande de puissance</i>	s.o.	20,2	s.o.	s.o.	23,1	s.o.	s.o.	23,4	s.o.
TOTAL - Approvisionnements postpatrimoniaux	16,8	1 871,6	111,3	17,2	1 903,4	110,7	19,2	2 098,2	109,3

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

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

8.3. Suivi des conventions d'énergie différée

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

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW																				
Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400
Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	0	0	50	400	400	400	171
Mars	0	-600	-400	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avril	0	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	-500	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	-600	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	-600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	0
Total annuel	-2,1	-4,2	-0,7	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9	0,9	0,9	0,4
Total différé	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,9	0,9	0,9	0,4
En TWh																				
Solde	-2,1	-6,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,0	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,3	-3,0	-2,1	-1,3	-0,4	0,0

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

Contrat en base	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW																				
Janvier	0	0	0	550	600	400	150	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	0	0	0
Février	0	0	0	700	400	400	150	300	0	0	0	0	0	0	0	50	322	0	0	0
Mars	0	-350	-350	250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avril	0	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	-350	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	-350	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	-200	-350	0	0	0	0	600	600	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total différé	-1,4	-2,6	-0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	0,0	0,0	0,0
En TWh																				
Solde	-1,4	-4,0	-4,5	-3,5	-2,7	-2,2	-1,5	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,5	0,0	0,0	0,0	0,0

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

Contrat cyclable	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
En MW																				
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400
Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	78	400	400	171
Mars	0	-250	-50	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avril	0	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	-150	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	-250	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	-250	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	400	400	400	0
Total différé	-0,6	-1,7	-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total rappelé	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,9	0,9	0,4
En TWh																				
Solde	-0,6	-2,3	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,5	-2,1	-1,3	-0,4	0,0

8.4. Capacités des interconnexions

- 1 Le tableau 8.5 présente les capacités d'importation considérées par le Distributeur dans ses
2 activités d'approvisionnement. Les informations menant aux quantités disponibles en mode
3 import ont été présentées au Plan et demeurent valides.

TABLEAU 8.5 :
CAPACITÉS D'IMPORTATION AU QUÉBEC (EN MW)
ÉTAT DE LA SITUATION POUR LA PÉRIODE 2020 – 2022

Marché – Nom de l'interconnexion	Capacité de référence ¹ (MW)	Capacité maximale en puissance ²	Capacité d'importation ² en énergie pour 90% des heures de l'hiver	
			En MW	En GWh
Énergie La Lièvre – (MATI et MAFA)	255 + 99	0	150	392
Labrador – (LAB)	5 150	0	0	0
Nouveau-Brunswick – (NB)	785*	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Highgate (HIGH)	170	0	0	0
Nouvelle-Angleterre – Radisson-Sandy-Pond (NE)	2 000	0	270	705
New York (CRT) - Dennison (DEN)	100	100	100	261
New York – Châteauguay (MASS)	1 000	1 000	1 000	2 613
Ontario – Beauharnois (LAW)	470	0	180	470
Ontario – Chat Falls (Q4C)	140	0	0	0
Ontario – Kipawa (OTTO)	110	0	0	0
Ontario – Outaouais (ON)	1 250	0	600	1 568
Total				6 009

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

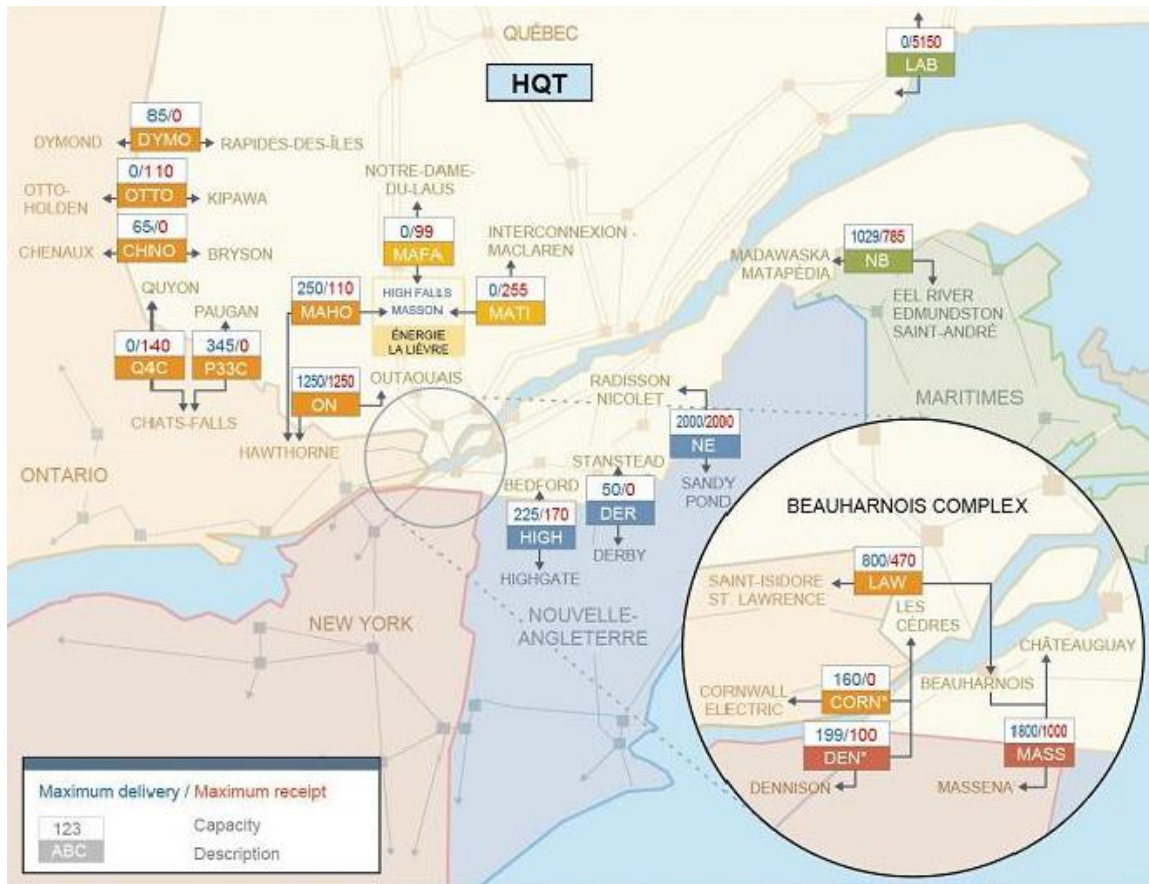
2 : Capacité établie par le Distributeur, compte tenu des limites soulevées dans le dossier R-4110-2019, à la pièce HQD-2, document 3 (B-0009), sections 6.2 et 6.3

* Évaluation valide à court terme.

8.4.1. Capacités de référence des interconnexions

- 4 Les capacités de référence des interconnexions, affichées sur le site OASIS du
5 d'Hydro-Québec dans ses activités de transport (le Transporteur), sont les mêmes que celles
6 présentées au dernier état d'avancement. D'ici 2022, aucun ajout ou changement significatif
7 affectant les capacités d'importation n'est prévu.

**FIGURE 8.1 :
CARTE DES INTERCONNEXIONS**



*Note : Combined exports to CORN and DEN cannot exceed 325 MW.

Source : site OASIS du Transporteur

8.4.2. Mise à jour sur les projets

- 1 Le projet d'interconnexion *New England Clean Energy* (NECEC), d'une capacité d'exportation
- 2 de 1 200 MW, relierait le Québec au sud de l'État du Maine¹⁵.
- 3 Tel que mentionné lors des audiences de la phase 1 du Plan, le projet a reçu toutes les
- 4 approbations requises pour être déployé. Toutefois, il sera soumis à un referendum sur
- 5 l'acceptabilité du projet dans l'État du Maine, prévu en novembre 2021.
- 6 Advenant un résultat en faveur de la réalisation de l'interconnexion, le Distributeur
- 7 communiquera avec le Transporteur pour demander une étude et discuter des contraintes
- 8 techniques et commerciales.

¹⁵ Voir le site Web du promoteur du projet [New England Clean Energy](#).

1 Le projet *Champlain Hudson Power Express (CHPE)*¹⁶ est conçu pour permettre l'exportation
2 jusqu'à 1 250 MW du Québec à la ville de New York. L'obtention d'un contrat d'exportation de
3 la part d'Hydro-Québec avec la ville de New York fait en sorte que les travaux pour la
4 construction de l'interconnexion commenceront en 2021 pour une mise en service prévue en
5 2025. Le Distributeur déposera une demande de réservation de transport ferme en importation
6 dès que le contrat sera finalisé. En effet, à la compréhension du Distributeur, certains points
7 demeurent à négocier entre les parties prenantes au projet. Le Distributeur mettra à jour les
8 informations obtenues une fois la demande de réservation réalisée.

8.5. Suivi du service d'intégration éolienne

9 Le 6 août 2020, la Régie rend sa décision finale D-2020-103 quant à l'approbation des
10 caractéristiques du service d'intégration éolienne et des critères d'analyse des soumissions en
11 vue de l'acquisition d'un service d'intégration éolienne (SIÉ). Dans cette décision¹⁷, la Régie
12 demande au Distributeur d'effectuer le suivi de la production éolienne et du SIÉ sur une base
13 annuelle et non plus trimestrielle, simultanément aux états d'avancement du plan
14 d'approvisionnement du Distributeur et dans le prochain plan, qui sera déposé en novembre
15 2022.

16 Le présent suivi est celui au 31 août 2021, correspondant à la fin de la première année du
17 contrat d'un SIE (le Contrat) débutant le 1^{er} septembre 2020. Au 31 août 2021, la puissance
18 contractuelle des parcs éoliens du Distributeur totalisait 3 667,75 MW. Comme le montre le
19 tableau 8.6, le coût total du Contrat pour la période couverte par le présent suivi est de
20 87 956 927 \$.

TABLEAU 8.6 :
COÛT DU CONTRAT - 1^{ER} SEPTEMBRE 2020 AU 31 AOÛT 2021

Mois /Année	septembre 2020	octobre 2020	novembre 2020	décembre 2020	janvier 2021	février 2021	mars 2021	avril 2021	mai 2021	juin 2021	juillet 2021	août 2021	Total
Puissance moyenne installée (MW)	3667.75	3667.75	3667.75	3667.75	3667.75	3667.75	3667.75	3667.75	3667.75	3667.75	3667.75	3667.75	3667.75
(Art. 10.1) Coûts des retours d'énergie (\$)	5 989 289	8 251 909	7 996 810	8 251 909	8 251 909	7 453 337	8 240 818	5 989 289	6 188 932	5 989 289	6 188 932	6 188 932	84 981 357
(Art. 10.2) Coûts des erreurs de prévision (\$)	211 481	261 527	249 843	284 673	334 171	248 489	306 800	255 206	243 371	271 079	244 502	205 092	3 116 234
(Art. 10.3) Retours d'énergie "Énergie livrée par HQP" (MWh)	792 234	1 091 522	1 057 779	1 091 522	1 091 522	985 891	1 090 055	792 234	818 642	792 234	818 642	818 642	11 240 920
Énergie livrée par les parcs éoliens (MWh)	1 027 124	1 105 772	1 233 693	1 046 322	684 743	866 235	1 560 052	771 368	882 298	881 092	662 693	597 674	11 319 067
Écart (MWh)	-234 890	-14 249	-175 914	45 200	406 779	119 656	-469 997	20 866	-63 657	-88 858	155 949	220 968	-78 147
Coût de l'écart annuel entre l'énergie livrée par les parcs éoliens et l'énergie livrée par HQP (\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-140 664
Coût total (\$)	6 200 771	8 513 436	8 246 653	8 536 582	8 586 080	7 701 826	8 547 618	6 244 495	6 432 303	6 260 368	6 433 434	6 394 024	87 956 927

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

¹⁶ Voir le site Web du promoteur du projet [Champlain Hudson Power Express](#).

¹⁷ Décision [D-2020-103](#), paragraphe 161.

| 9. ANNEXE RÉSEAUX AUTONOMES

TABLEAU 9.1 :
ÉCARTS ENTRE LA PRODUCTION ET LES VENTES DES RÉSEAUX AUTONOMES POUR 2020

	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)
Iles-de-la-Madeleine							
Cap-aux-Meules	200,6	19,4	181,2	10,7%	13,4	0,2	5,7
Île d'Entrée	0,9	0,2	0,7	28,1%	0,1	0,0	0,0
Sous-total	201,5	19,6	182,0	10,8%	13,6	0,3	5,8
Nunavik							
Akulivik	3,4	0,2	3,2	5,3%	0,2	0,0	0,0
Aupaluk	2,4	0,2	2,2	10,7%	0,1	0,0	0,1
Inukjuak	10,7	0,8	9,9	7,6%	0,3	0,0	0,5
Ivujivik	2,4	0,1	2,3	5,8%	0,1	0,0	0,0
Kangiqualujuaq	4,9	0,3	4,5	7,5%	0,2	0,0	0,2
Kangiujuaq	5,0	0,4	4,7	8,3%	0,2	0,0	0,1
Kangirsuk	3,8	0,2	3,6	5,8%	0,1	0,0	0,1
Kuujuaq	20,5	1,0	19,5	5,1%	0,5	0,0	0,5
Kuujuarapik	11,9	0,8	11,1	7,4%	0,4	0,1	0,4
Puvirnituq	11,5	0,2	11,3	1,8%	0,3	0,0	-0,1
Quaqtaq	3,0	0,2	2,8	8,7%	0,2	0,0	0,1
Salluit	9,1	0,8	8,4	9,5%	0,3	0,0	0,4
Tasiujaq	2,9	0,3	2,7	9,6%	0,2	0,0	0,1
Umiujaq	3,2	0,3	3,0	9,0%	0,2	0,0	0,1
Sous-total	94,8	5,8	89,0	6,5%	3,1	0,3	2,4
Basse-Côte-Nord							
Lac-Robertson	71,3	8,6	62,7	13,8%	1,3	0,4	7,0
La Romaine	14,9	1,1	13,8	8,2%	0,4	0,0	0,7
Port-Menier	4,4	0,4	4,0	9,7%	0,2	0,0	0,1
Sous-total	90,7	10,2	80,5	12,6%	1,9	0,4	7,8
Schefferville ¹	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Haute-Mauricie							
Clova	0,8	0,1	0,6	22,1%	0,0	0,0	0,1
Obedjiwan	13,6	0,3	13,3	2,4%	0,3	0,0	0,1
Sous-total	14,3	0,5	13,9	3,3%	0,3	0,0	0,2
Réseaux autonomes	401,4	36,0	365,4	9,9%	18,9	0,9	16,2

Note 1 : En raison de problèmes techniques liés à l'acquisition de données pour le réseau de Schefferville, les pertes pour ce réseau n'ont pu être estimées pour l'année 2020.