

# **COMPLÉMENT D'INFORMATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029**

## **PRÉVISION DE LA DEMANDE**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1. SOMMAIRE.....</b>	<b>7</b>
1.1. Contexte économique général .....	10
1.2. Prévision des ventes régulières d'électricité .....	11
1.3. Prévision des besoins en énergie et en puissance .....	14
1.4. Aléas de la demande .....	17
1.5. Comparaison avec l'État d'avancement 2018.....	18
<b>2. PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DE LA PRÉVISION .....</b>	<b>21</b>
2.1. Mise en contexte de la prévision .....	23
2.2. Prévision des ventes et des besoins .....	23
2.2.1. Secteur résidentiel.....	24
2.2.2. Secteur commercial.....	26
2.2.3. Secteur industriel.....	28
2.2.4. Prévision des besoins en énergie et hypothèses de taux de pertes .....	30
2.2.5. Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages .....	31
2.2.6. Aléas de la demande .....	32
2.3. Comparaison de la prévision avec celles de l'État d'avancement 2018 et du Plan d'approvisionnement 2017-2026.....	36
2.4. Améliorations et suivis de décision.....	42
2.4.1. Impact de l'électrification des transports .....	42
2.4.2. Impact du développement de marchés sur les modèles de prévision.....	43
2.4.3. Estimation de l'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver à conditions climatiques normales .....	44
2.4.4. Suivi des travaux relatifs aux taux de pertes de transport et de distribution ...	44
2.5. Suivi de la performance prévisionnelle des modèles .....	44
<b>3. TABLEAUX COMPLÉMENTAIRES DES DONNÉES HISTORIQUES ET PRÉVISIONNELLES.....</b>	<b>47</b>

**LISTE DES TABLEAUX**

Tableau 2.1 : Prévion des ventes régulières au Québec .....	24
Tableau 2.2 : Taux de pertes prévisionnels .....	31
Tableau 2.3 : Prévion des besoins en énergie.....	31
Tableau 2.4 : Prévion des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages .....	32
Tableau 2.5 : Aléa sur les besoins annuels en énergie.....	36
Tableau 2.6 : Aléa sur les besoins en puissance à la pointe d'hiver.....	36
Tableau 2.7 : Écarts des ventes prévues par rapport à l'État d'avancement 2018 .....	37
Tableau 2.8 : Écarts des ventes prévues par rapport au Plan d'approvisionnement 2017-2026.....	38
Tableau 2.9 : Comparaison des taux de pertes globales normalisés par rapport à l'État d'avancement 2018 et au Plan d'approvisionnement 2017-2026.....	38
Tableau 2.10 : Comparaison de la prévion des besoins en énergie par rapport à l'État d'avancement 2018 et au Plan d'approvisionnement 2017-2026.....	39
Tableau 2.11 : Comparaison de la prévion des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages par rapport à l'État d'avancement 2018 .....	40
Tableau 2.12 : Comparaison de la prévion des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages par rapport au Plan d'approvisionnement 2017-2026 .....	41
Tableau 2.13 : Historique des taux de pertes globales, de transport et de distribution.....	44
Tableau 2.14 : Performance des modèles de prévion .....	46
Tableau 3.1 : Historique des principales variables démographiques et économiques.....	49
Tableau 3.2 : Prévion des principales variables démographiques et économiques .....	49
Tableau 3.3 : Impact des variables explicatives sur les ventes .....	49
Tableau 3.4 : Comparaison des prévisions économiques au Québec.....	50
Tableau 3.5 : Variables retenues dans les modèles de prévion.....	51
Tableau 3.6 : Coefficients de détermination ( $R^2$ ) des modèles de prévion.....	52
Tableau 3.7 : Historique des ventes publiées par secteurs de consommation .....	52
Tableau 3.8 : Historique des ventes normalisées par secteurs de consommation .....	52
Tableau 3.9 : Historique des ventes normalisées ajustées par secteurs de consommation.....	53
Tableau 3.10 : Prévion des ventes normalisées par secteurs de consommation.....	53

Tableau 3.11 : Historique des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur .....	53
Tableau 3.12 : Prévision des contributions annuelles en énergie en efficacité énergétique du Distributeur .....	53
Tableau 3.13 : Prévision des contributions annuelles en puissance en efficacité énergétique du Distributeur .....	54
Tableau 3.14 : Historique des besoins en énergie réels .....	54
Tableau 3.15 : Historique des besoins en énergie normalisés.....	54
Tableau 3.16 : Comparaison de la prévision des ventes par secteur de consommation par rapport à l'État d'avancement 2018 et au Plan d'approvisionnement 2017-2026.....	55
Tableau 3.17 : Comparaison du taux de pertes globales, de transport et de distribution normalisé par rapport à l'État d'avancement 2018 et au Plan d'approvisionnement 2017-2026.....	56
Tableau 3.18 : Comparaison de la prévision des besoins en énergie par rapport à l'État d'avancement 2018 et au Plan d'approvisionnement 2017-2026 .....	56
Tableau 3.19 : Prévision des ventes annuelles du développement de marchés .....	57
Tableau 3.20 : Prévision de la contribution à la pointe d'hiver du développement de marchés .....	57
Tableau 3.21 : Historique des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages .....	57
Tableau 3.22 : Prévision des besoins en énergie pour les scénarios faible et fort .....	57
Tableau 3.23 : Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver pour les scénarios faible et fort.....	58
Tableau 3.24 : Effacement de la biénergie résidentielle .....	58

## LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 : Méthodologie de la prévision des ventes et des besoins.....	9
Figure 1.2 : Évolution relative des ventes d'électricité et du PIB .....	9
Figure 1.3 : Ventes régulières au Québec.....	11
Figure 1.4 : Facteurs explicatifs de l'évolution des ventes.....	12
Figure 1.5 : Prévision des ventes et des besoins en énergie .....	15
Figure 1.6 : Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.....	16
Figure 1.7 : Facteurs explicatifs de la croissance de la pointe de l'hiver .....	16
Figure 1.8 : Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande à conditions climatiques normales - Besoins en énergie .....	17
Figure 1.9 : Comparaison des besoins avec l'État d'avancement 2018.....	18
Figure 1.10 : Croissance en puissance à la pointe des hivers 2015-2016 et 2025-2026 - Comparaison avec l'État d'avancement 2018 .....	19
Figure 2.1 : Facteurs de croissance et de décroissance des ventes résidentielles.....	26
Figure 2.2 : Facteurs de croissance et de décroissance des ventes commerciales.....	28
Figure 2.3 : Facteurs de croissance et de décroissance des ventes du secteur industriel..	30
Figure 2.4 : Aléa climatique sur les besoins en énergie par trimestre –année 2024.....	33
Figure 2.5 : Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande - Besoins en énergie .....	34
Figure 2.6 : Fourchettes d'encadrement de la prévision de la demande - Besoins en puissance à la pointe d'hiver .....	35
Figure 2.7 : Profil horaire moyen de la recharge d'un véhicule électrique au Québec - Moyenne des trois jours ouvrables les plus froids de l'hiver 2017-2018 .....	42
Figure 2.8 : Ventes attribuables au développement de marchés du secteur commercial ...	43

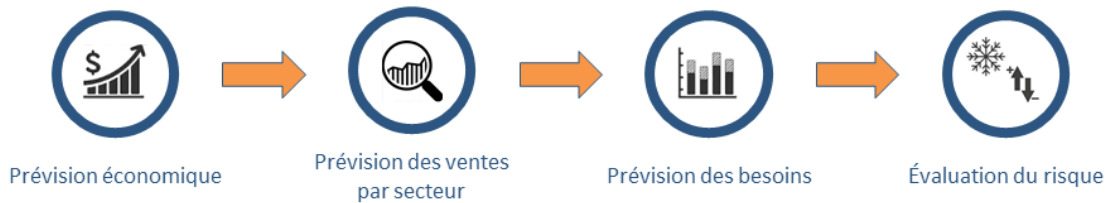
# | 1. SOMMAIRE





1 La prévision des ventes et des besoins est une étape fondamentale à la préparation du Plan  
 2 d'approvisionnement. C'est sur la base des ventes et des besoins anticipés au cours des dix  
 3 prochaines années, soit la période 2020-2029 couverte par le Plan, que le Distributeur peut  
 4 évaluer ses bilans pour établir sa stratégie d'approvisionnement lui permettant d'atteindre  
 5 l'équilibre offre-demande.

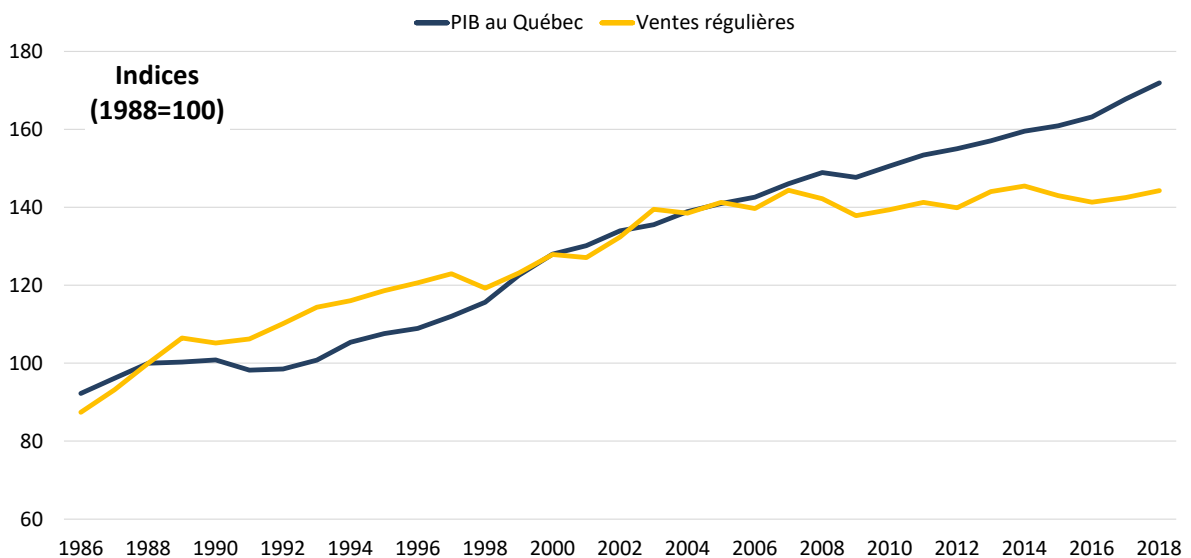
**FIGURE 1.1 :**  
**MÉTHODOLOGIE DE LA PRÉVISION DES VENTES ET DES BESOINS**



6 Le Distributeur débute le processus avec l'établissement d'une prévision des variables  
 7 économiques. Ces variables, de même que les informations sur l'intensité énergétique des  
 8 usages, servent d'intrants à la prévision des ventes par secteur de consommation sur l'horizon  
 9 du Plan.

10 Depuis 2012, des modèles statistiques à usages finaux sont utilisés pour établir la prévision  
 11 des ventes aux secteurs résidentiel, commercial et industriel. Cette méthodologie permet de  
 12 tenir compte de la détérioration de l'adéquation entre les ventes d'électricité et les variables  
 13 économiques traditionnelles observée depuis 2008 (figure 1.2).

**FIGURE 1.2 :**  
**ÉVOLUTION RELATIVE DES VENTES D'ÉLECTRICITÉ ET DU PIB**



1 Une fois la prévision des ventes établie, les besoins en énergie et en puissance à la pointe de  
2 l'hiver sont estimés. C'est essentiellement en ajoutant les pertes électriques aux ventes que  
3 le Distributeur obtient les besoins en énergie et en puissance à approvisionner. Enfin, une  
4 analyse par simulations est complétée pour mieux cerner les risques climatiques et  
5 prévisionnels. La prévision présentée dans ce document repose sur l'information la plus  
6 récente dont dispose le Distributeur.

### 1.1. Contexte économique général

7 Au cours de l'année 2018, l'activité économique mondiale a progressé à un rythme de 3,6 %,  
8 soit légèrement moins qu'en 2017 (3,8 %). Selon le Fond Monétaire International, l'économie  
9 mondiale devrait ralentir davantage en 2019, avec une croissance prévue à 3,3 %.

10 Au Québec, après une croissance exceptionnelle du produit intérieur brut (PIB) réel en 2017  
11 (+2,8 %), l'activité économique a continué de surprendre par sa vigueur en 2018 (+2,5 %) et  
12 au premier trimestre de 2019 (+2,7 %). Il en va de même pour l'emploi, dont la croissance a  
13 fait baisser le taux de chômage mensuel jusqu'à 4,9 %, du jamais vu. Seule ombre au tableau,  
14 les exportations de biens à l'étranger en termes réels ont diminué au premier trimestre de  
15 2019, signe que l'économie québécoise est aussi touchée par le ralentissement de l'économie  
16 mondiale.

17 La croissance économique du Québec devrait donc ralentir d'ici la fin de l'année, en raison  
18 notamment de la pénurie de travailleurs et des difficultés du commerce extérieur. Somme  
19 toute, le Distributeur prévoit une croissance de 2,3 % du PIB réel en 2019.

20 À moyen et long termes, les changements démographiques vont modifier la structure  
21 économique du Québec. D'une part, la proportion des personnes de 65 ans et plus sur  
22 l'ensemble de la population est en constante progression, passant de 19 % à 25 % entre 2019  
23 et 2029 selon les dernières projections de l'Institut de la statistique du Québec. D'autre part,  
24 la population dite en âge de travailler (20-64 ans) devrait diminuer sur cette période, de sorte  
25 que sa proportion sur l'ensemble de la population passera de 60 % à 55 %.

26 Ces changements démographiques réduiront significativement la croissance future de la  
27 population active, des revenus globaux et du PIB potentiel. Les dépenses de consommation,  
28 la demande de services commerciaux et les besoins de logements en seront aussi modifiés.  
29 La hausse de la demande pour les services de santé et le ralentissement des revenus fiscaux  
30 forceront le gouvernement à restreindre les dépenses de l'État.

31 Globalement, la croissance économique à long terme sera moins soutenue. La croissance  
32 annuelle moyenne du PIB au Québec, qui était de 1,9 % au cours des années 2000, est passée  
33 à 1,8 % pour la décennie suivante et devrait diminuer à 1,4 % au cours de la période  
34 2020-2029.

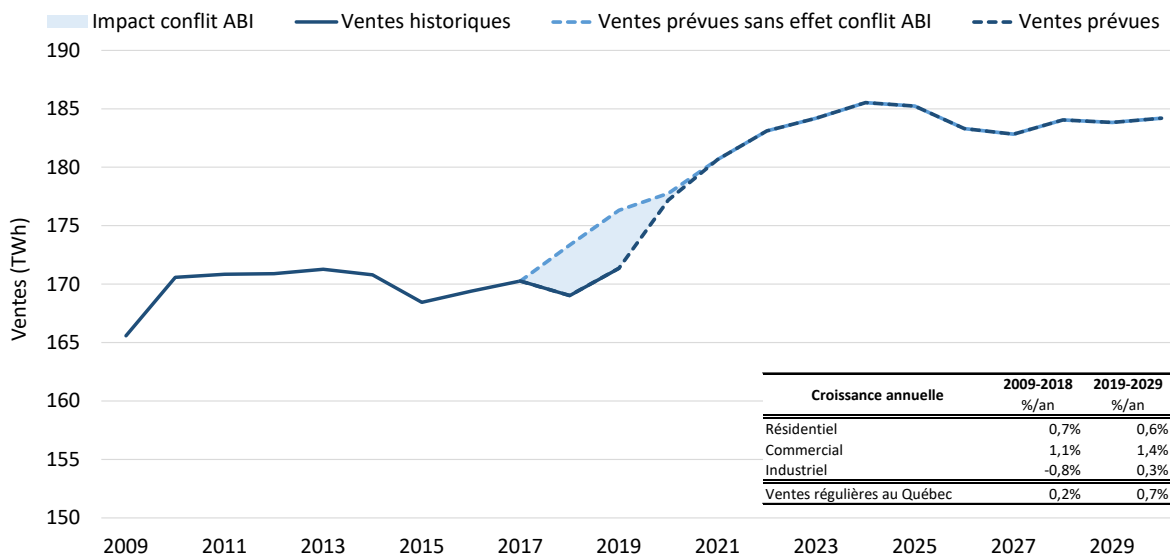
## 1.2. Prévision des ventes régulières d'électricité

Au cours de la période couverte par le Plan, les ventes d'électricité devraient atteindre 171,4 TWh en 2019 et 183,8 TWh en 2029 (figure 1.3). La hausse attendue des ventes fait suite à une période de stagnation débutant juste après la crise économique de 2009 et se terminant en 2018. Durant cette période, les ventes normalisées se sont maintenues à environ 170 TWh. Malgré cette stagnation, certaines tendances ont pu être observées, telles que :

- une réduction des ventes de l'ordre de 10 TWh entre 2010 et 2018 au secteur industriel ;
- une augmentation comparable des ventes (8 TWh) aux secteurs résidentiel et commercial durant la même période.

La croissance anticipée des ventes régulières pour la période couverte par le Plan est estimée à 12,5 TWh. La forte croissance prévue entre 2019 et 2021, soit 2,7 % par année, est en grande partie attribuable à la reprise des activités à l'aluminerie de Bécancour (ABI). En effet, si le conflit de travail n'avait pas eu lieu, la croissance annuelle moyenne anticipée des ventes aurait été de 1,2 % pour la même période. Sur la période couverte par le Plan, la croissance annuelle moyenne des ventes régulières aurait été de 0,4 % si le conflit de travail chez ABI n'avait pas eu lieu, plutôt que 0,7 % (figure 1.3).

**FIGURE 1.3 :**  
**VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC**

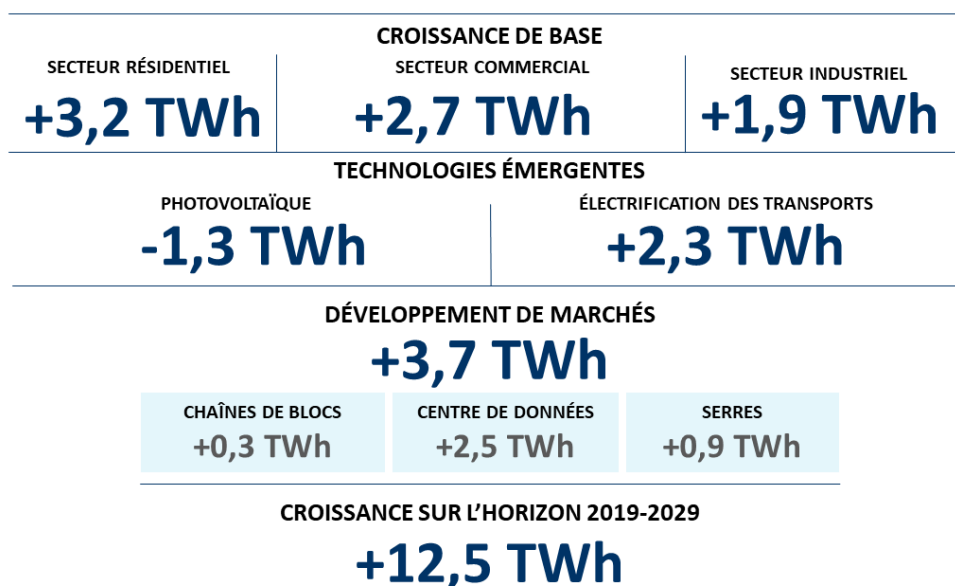


Plusieurs facteurs expliquent l'évolution prévue des ventes (figure 1.4) tels que :

- la croissance de base des secteurs de consommation ;
- l'électrification des transports ;
- le développement de marchés.

- 1 Un quatrième facteur, soit la production photovoltaïque distribuée, amène quant à lui un effet
- 2 à la baisse sur les ventes du Distributeur.

**FIGURE 1.4 :  
FACTEURS EXPLICATIFS DE L'ÉVOLUTION DES VENTES**



**Croissance de base**

- 3 • Parmi les plus importants facteurs expliquant la croissance de base des différents
- 4 secteurs se retrouvent la croissance des abonnements, la conjoncture économique et
- 5 l'augmentation du taux de diffusion des équipements, tant au secteur résidentiel qu'au
- 6 secteur commercial (+12 TWh). Cette croissance est atténuée principalement par
- 7 l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements, mais aussi, dans une
- 8 moindre mesure, par l'impact des changements climatiques.

9 Comme mentionné ci-dessus, l'efficacité énergétique des équipements est prise en  
10 compte dans la prévision au moyen des informations portant sur l'évolution de  
11 l'efficacité énergétique des usages finaux fournies au Distributeur par l'*Energy*  
12 *Forecasting Group*, des interventions en efficacité énergétique du Distributeur, mais  
13 aussi des divers programmes développés par Transition énergétique Québec. Ainsi,  
14 l'ensemble de ces éléments contribue à réduire les ventes résidentielles et  
15 commerciales de près de 6 TWh sur l'horizon du Plan.

16 Au secteur industriel, la croissance des ventes attribuables à la reprise des activités  
17 chez ABI et à l'activité minière atténuée partiellement les baisses associées aux  
18 rationalisations et à la réduction de l'intensité énergétique des sous-secteurs des pâtes  
19 et papiers et du pétrole et de la chimie. Sans l'apport des ventes liées à la reprise chez  
20 ABI, la croissance annuelle moyenne résultante des ventes du secteur industriel aurait  
21 été d'environ -0,6 % durant la période 2019-2029.

### Développement de marchés

- 1       • **Chaînes de blocs** : La prévision des ventes en lien avec l'usage cryptographique  
2       associé aux chaînes de blocs tient compte de la décision D-2019-052 de la Régie  
3       (dossier R-4045-2018) limitant le bloc de puissance attribué à cette activité  
4       commerciale à 668 MW, dont 300 MW découlant de l'appel de propositions  
5       A/P 2019-01 et 210 MW pour les clients existants des réseaux municipaux. Lorsque  
6       converti en énergie, le Distributeur prévoit des ventes annuelles variant entre 1,0 TWh  
7       en 2019 et 5,4 TWh à son apogée, en 2023, pour ensuite décroître durant les années  
8       subséquentes.

9       Tout au long de la période couverte par le Plan, le Distributeur anticipe une baisse de  
10      l'intensité énergétique dans ce secteur découlant de l'amélioration des équipements  
11      informatiques utilisés pour les activités de « minage ». D'autres facteurs, tels que  
12      l'émergence d'autres cryptomonnaies ne nécessitant pas autant de support  
13      informatique que le Bitcoin ou la baisse d'intérêt à « miner » le Bitcoin en raison d'un  
14      plafonnement de son offre, pourraient aussi contribuer à exercer une pression à la  
15      baisse sur les ventes d'électricité à l'horizon couvert du Plan.

- 16      • **Centres de données** : Les ventes associées aux centres de données du  
17      développement de marché sont estimées à 0,6 TWh en 2019 et à 3,1 TWh en 2029.  
18      Cette importante hausse du volume des ventes est en grande partie attribuée aux  
19      efforts soutenus de développement de marchés, mettant en valeur la tarification  
20      favorable en vigueur au Québec et le climat qui permet de mieux gérer la chaleur  
21      produite par les serveurs informatiques. Un autre argument favorable à l'établissement  
22      de centres de données au Québec est que la très grande majorité de  
23      l'approvisionnement provient de sources d'énergie renouvelables.
- 24      • **Serres** : Depuis la légalisation du cannabis en octobre 2018, plusieurs serres de  
25      cannabis ont vu le jour et ont été raccordées au réseau. Le Distributeur croit que cette  
26      tendance se perpétuera tout au long de la période couverte par le Plan. Il en va de  
27      même pour les serres vivrières qui ont connu un certain essor ces dernières années.  
28      En conséquence, le Distributeur anticipe une hausse des ventes en lien avec les  
29      activités de serriculture allant de 0,3 TWh en 2019 à 1,2 TWh en 2029. La majorité de  
30      cette hausse est attribuable à la culture du cannabis récréatif et pharmaceutique.

### Électrification des transports

- 31      • **Véhicules électriques** : Pour l'année 2019, le Distributeur anticipe des ventes  
32      d'électricité de 0,2 TWh en lien avec les véhicules électriques. Ces ventes devraient  
33      atteindre 2 TWh en 2029, soit une augmentation de 1,8 TWh à l'horizon du Plan. Les  
34      véhicules électriques auront un effet important sur les ventes d'électricité aux secteurs  
35      résidentiel et commercial. Le nombre de véhicules électriques en circulation en 2029  
36      est évalué à 635 000, dont environ 80 % seraient entièrement électriques. Cette  
37      augmentation anticipée du taux de diffusion des véhicules électriques fait en sorte

1 qu'ils devraient représenter environ 11 % du parc automobile du Québec à l'horizon  
2 2029.

- 3 • **Autobus électriques** : Les ventes d'électricité pour le transport public et le transport  
4 scolaire sont estimées à quelque 0,1 TWh en 2029. La politique gouvernementale sur  
5 le financement des sociétés de transport qui prendra effet en 2023 favorise l'acquisition  
6 d'autobus électriques pour le renouvellement de la flotte aux dépens des autobus avec  
7 moteur à combustion interne.
- 8 • **Réseau express métropolitain (REM)** : Les ventes d'électricité en lien avec le REM,  
9 dont la mise en service graduelle à compter de la fin 2020, sont estimées à 0,4 TWh  
10 en 2029.

### ***Production photovoltaïque distribuée***

- 11 • L'accroissement du taux de diffusion des systèmes photovoltaïques résidentiels et  
12 commerciaux entraînera une baisse des ventes du Distributeur de 1,3 TWh à l'horizon  
13 2029. À l'horizon du Plan, le Distributeur estime que 70 % de la production  
14 photovoltaïque proviendra des systèmes résidentiels contre 30 % pour les systèmes  
15 commerciaux.

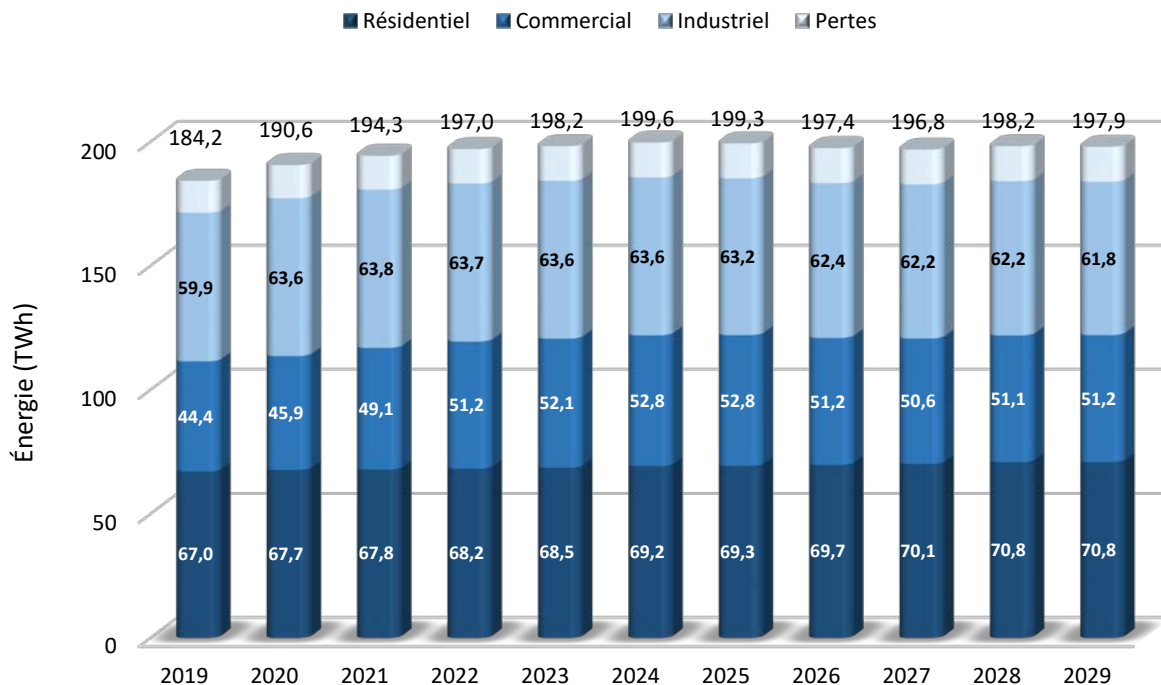
### **1.3. Prévision des besoins en énergie et en puissance**

16 Les besoins en énergie visés par le Plan sont essentiellement composés des ventes  
17 d'électricité auxquelles sont ajoutés d'autres éléments tels l'usage interne et les pertes de  
18 distribution et de transport. Le taux de pertes globales réfère à la combinaison des taux de  
19 pertes de distribution et de transport.

20 La détermination du taux de pertes globales prévisionnel s'appuie sur les valeurs observées  
21 au cours des dernières années. De plus, l'impact à la baisse sur le taux de pertes globales de  
22 la mise en service de la ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'Île a été pris en  
23 compte dans la prévision des besoins en énergie. Pour la période couverte par le Plan, le  
24 Distributeur estime que le taux moyen est d'environ 7,4 %. Ainsi, les pertes sont estimées à  
25 12,6 TWh en 2019 et atteindront 13,7 TWh en 2029.

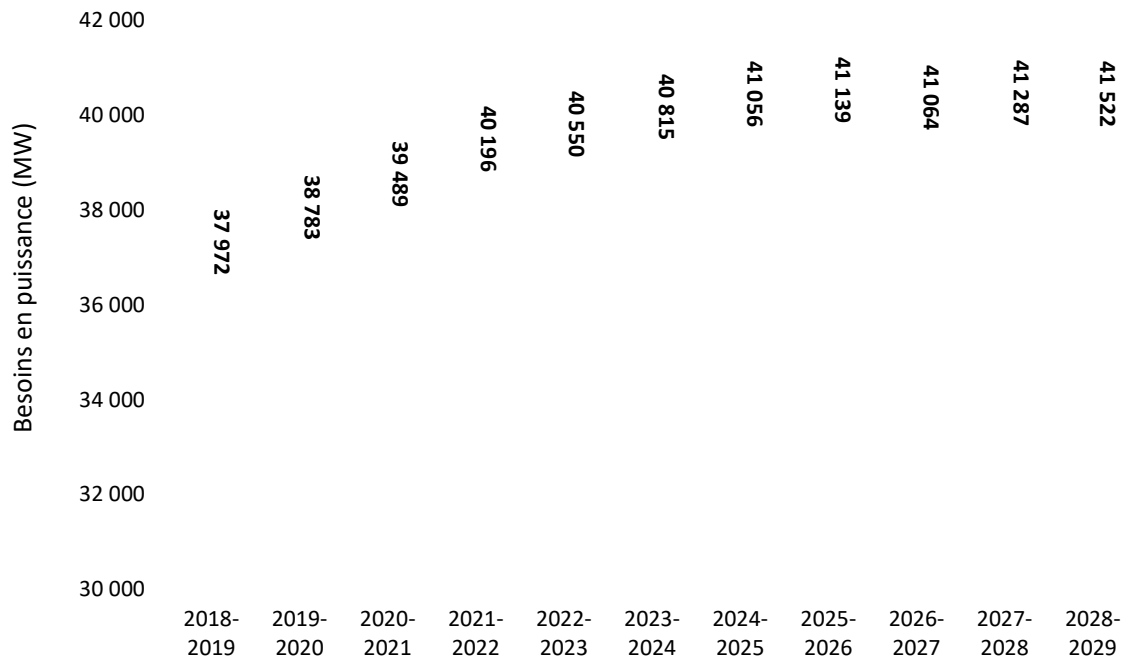
26 En 2029, les besoins en énergie anticipés auront augmenté de 13,7 TWh par rapport au niveau  
27 de 2019, soit une croissance annuelle moyenne de 0,7%.

**FIGURE 1.5 :  
PRÉVISION DES VENTES ET DES BESOINS EN ÉNERGIE**



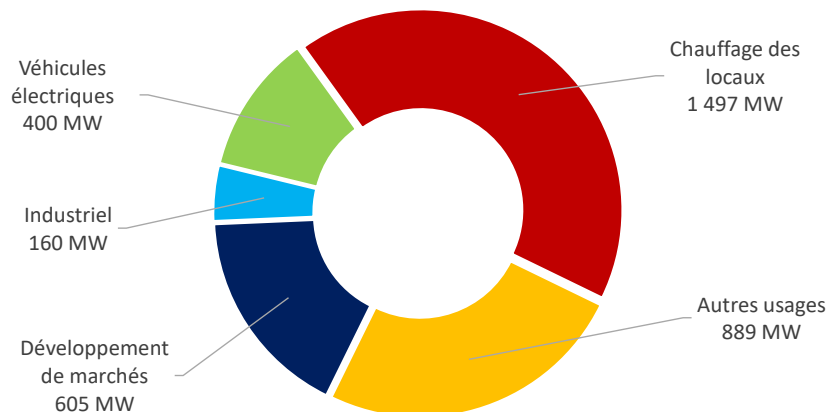
- 1 La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver est établie à partir de la prévision
- 2 des besoins en énergie. Cette prévision inclut la réduction de la demande de puissance
- 3 provenant des mesures de gestion qui ne sont pas sous le contrôle d'Hydro-Québec, telles
- 4 que la biénergie résidentielle. Cependant, les moyens de gestion de la demande de puissance
- 5 tels que l'électricité interruptible, l'interruption chaînes de blocs et le programme GDP affaires
- 6 ne sont pas pris en compte dans la prévision des besoins en puissance.
- 7 Pour la période couverte par le Plan, le Distributeur prévoit une hausse des besoins en
- 8 puissance d'environ 3 550 MW, et ce, par rapport à la pointe d'hiver de 2018-2019.
- 9 Annuellement, cela représente une croissance moyenne de 0,9 %. Une grande partie de cette
- 10 croissance provient des secteurs résidentiel et commercial.

**FIGURE 1.6 :  
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**



- 1 Plusieurs facteurs peuvent être invoqués pour expliquer l'accroissement des besoins à la
- 2 pointe d'hiver. Près de la moitié de la croissance, soit 42 %, provient de la hausse de la
- 3 demande liée au chauffage de locaux, suivie des efforts de développement de marchés (17 %)
- 4 et de la hausse du taux de diffusion des véhicules électriques (11 %). La hausse anticipée en
- 5 lien avec l'activité industrielle sur la période couverte par le Plan représente 5 % de la
- 6 croissance tandis que les autres usages comptent pour les 25 % restant.

**FIGURE 1.7 :  
FACTEURS EXPLICATIFS DE LA CROISSANCE DE LA POINTE DE L'HIVER**





## 1.4. Aléas de la demande

1 Les prévisions des besoins en énergie et en puissance sont sujettes à des aléas importants.  
2 On distingue trois types d'aléas, soit :

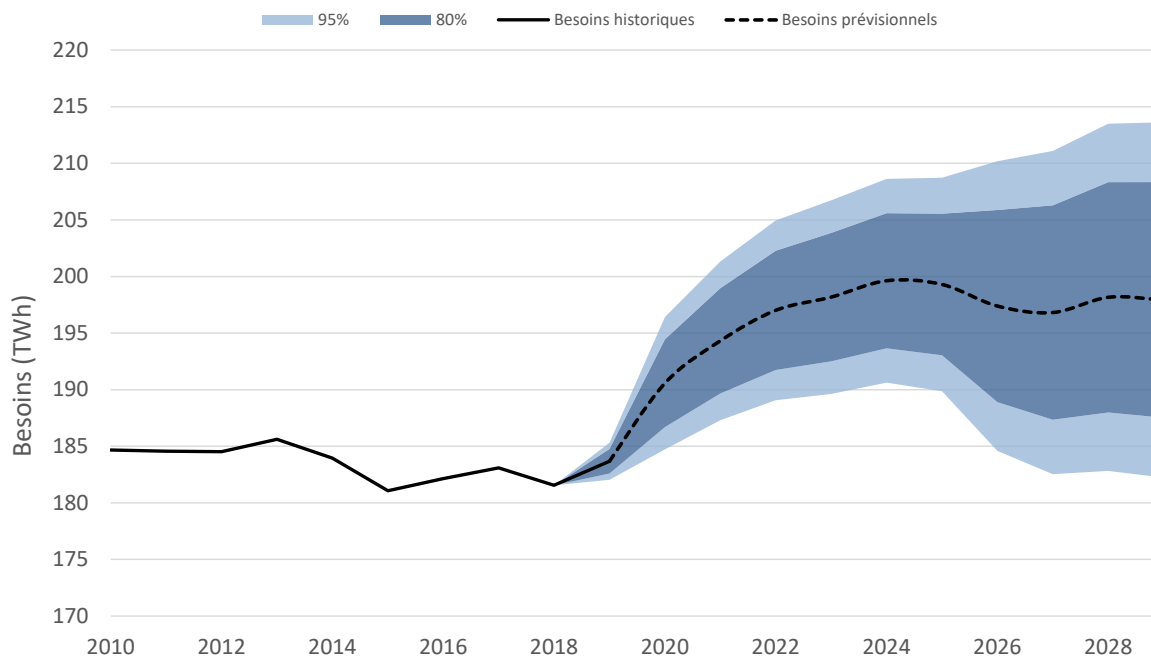
3 • **l'aléa climatique** : Représente l'incertitude en lien avec l'impact des conditions  
4 climatiques sur les besoins en électricité par rapport au scénario à conditions  
5 climatiques normales. À conditions climatiques extrêmes, l'aléa climatique peut  
6 atteindre 5 TWh en énergie et 4 000 MW en puissance ;

7 • **l'aléa sur la demande prévue** : Représente l'incertitude due à l'impossibilité de  
8 prévoir parfaitement l'évolution des variables économiques, démographiques et  
9 énergétiques, ainsi qu'aux erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces  
10 variables sur la prévision de la demande d'électricité. Cet aléa est déterminé à  
11 conditions climatiques normales ;

12 • **l'aléa global** : Constitue la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa  
13 sur la demande prévue.

14 Pour évaluer les aléas, le Distributeur effectue plusieurs centaines de simulations d'évolutions  
15 possibles des besoins en énergie et en puissance prévus. Les résultats des simulations sont  
16 ensuite traités pour évaluer le risque tant en énergie qu'en puissance.

**FIGURE 1.8 :**  
**FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE À CONDITIONS CLIMATIQUES**  
**NORMALES BESOINS EN ÉNERGIE**



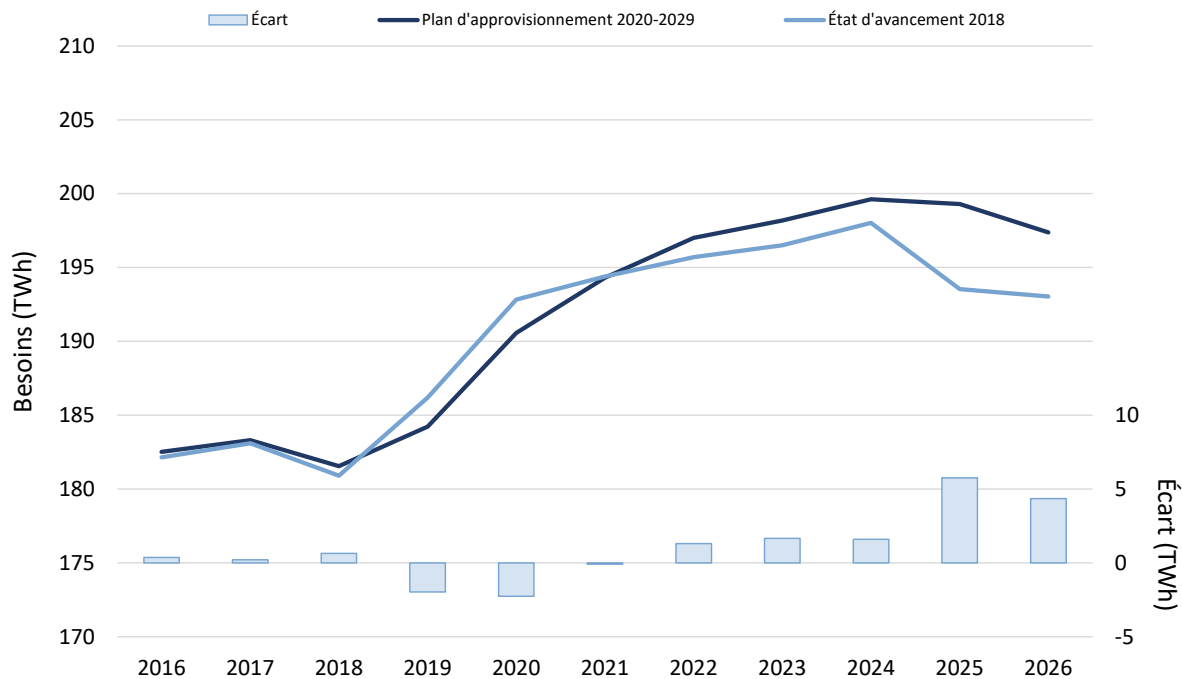
### 1.5. Comparaison avec l'État d'avancement 2018

1 La comparaison entre la prévision des besoins prévus au Plan et ceux prévus à l'État  
2 d'avancement 2018 permet de tirer certains constats :

#### Besoins en énergie

- 3 • Le conflit de travail chez ABI et le report de la consommation d'électricité prévue lors  
4 de l'État d'avancement 2018 pour les chaînes de blocs expliquent en grande partie les  
5 écarts négatifs observés au cours des premières années de la période.
- 6 • À partir de 2022, les écarts annuels observés sont positifs, atteignant un maximum de  
7 5,8 TWh en 2025.
- 8 ○ Ceux-ci découlent essentiellement des ventes attribuables au développement de  
9 marchés et dans une moindre mesure, de la révision à la hausse des ventes aux  
10 secteurs résidentiel et commercial.

**FIGURE 1.9 :**  
**COMPARAISON DES BESOINS AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2018**

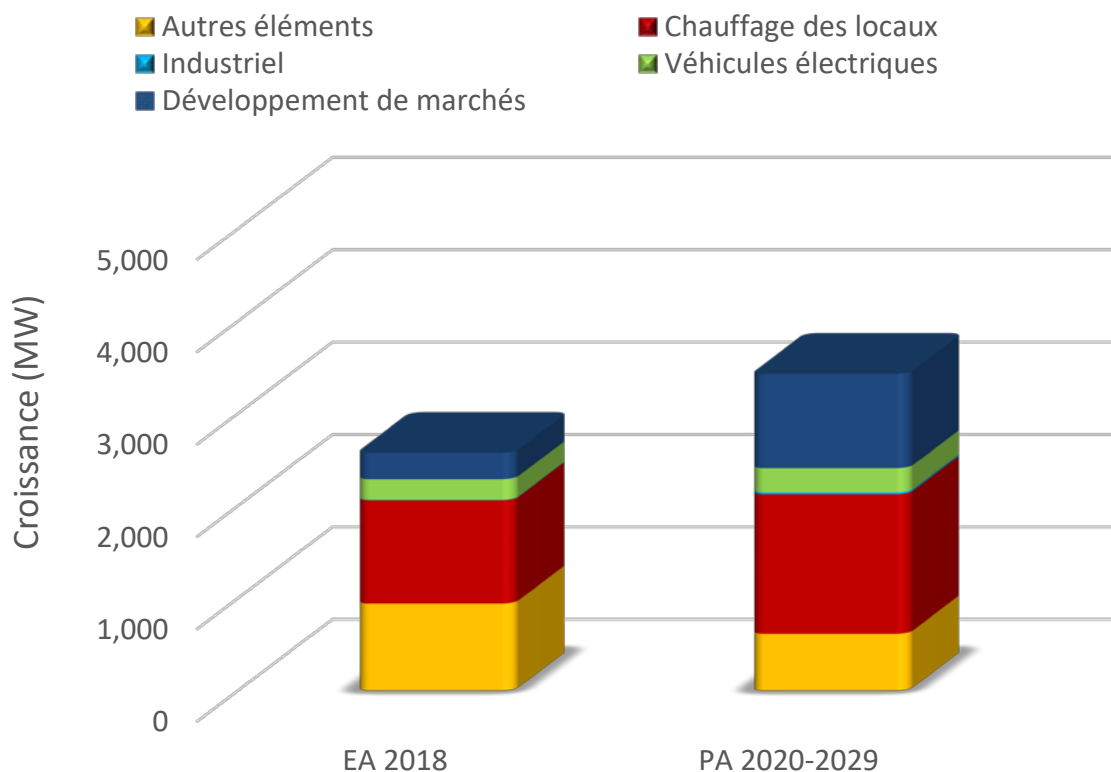


#### Besoins en puissance

- 11 • La croissance de la demande en puissance entre les pointes d'hiver 2015-2016 et  
12 2025-2026 est revue à la hausse dans le présent Plan (+850 MW).
- 13 ○ Cette croissance provient essentiellement des ventes attribuables au  
14 développement de marchés et au chauffage des locaux.

- 1 • La hausse de l'impact des véhicules électriques et l'accroissement de l'activité
- 2 industrielle, dans certains sous-secteurs, contribuent aussi à la hausse des besoins en
- 3 puissance, mais de façon marginale.

**FIGURE 1.10 :**  
**CROISSANCE EN PUISSANCE À LA POINTE DES HIVERS 2015-2016 ET 2025-2026**  
**COMPARAISON AVEC L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2018**





## **2. PRÉSENTATION DÉTAILLÉE DE LA PRÉVISION**



## 2.1. Mise en contexte de la prévision

1 La transition énergétique mondiale en cours aura une influence sur l'évolution des ventes du  
2 Distributeur, notamment en raison de l'émergence de la production photovoltaïque distribuée  
3 qui exerce une pression à la baisse sur les ventes, et de l'électrification des transports qui  
4 contribue à hausser les ventes d'électricité. L'évolution des ventes sera également influencée  
5 par la poursuite, par le Distributeur, de ses efforts pour développer de nouveaux marchés tels  
6 que les centres de données, les chaînes de blocs et les serres.

7 Par ailleurs, le Distributeur s'assure d'adopter les meilleures pratiques de l'industrie en matière  
8 de prévision de la demande. Pour ce faire, il se base sur plusieurs éléments méthodologiques  
9 qui permettent à la prévision de tenir compte du contexte énergétique à venir.

10 Le Distributeur a recours à des modèles statistiques à usages finaux qui prennent en compte :

- 11 • l'évolution des taux de diffusion et de l'efficacité des différents usages ou équipements ;
- 12 • la prévision démographique ;
- 13 • la conjoncture économique ;
- 14 • l'impact des changements climatiques sur la demande d'électricité.

15 De façon particulière, le Distributeur continue de suivre l'évolution de la production  
16 photovoltaïque distribuée et de l'électrification des transports afin d'établir un positionnement  
17 sur leurs impacts dans le contexte québécois.

18 De par son adhésion à l'*Energy Forecasting Group*, le Distributeur a accès à diverses  
19 ressources telles que :

- 20 • les intrants aux modèles à usages finaux ;
- 21 • des présentations méthodologiques, le partage d'informations sur le contexte  
22 énergétique (production photovoltaïque distribuée, véhicules électriques, stockage  
23 d'énergie, etc.) et le balisage ;
- 24 • l'expertise d'autres distributeurs d'énergie et de firmes spécialisées avec qui échanger  
25 sur des aspects méthodologiques.

## 2.2. Prévision des ventes et des besoins

26 En 2029, les ventes d'électricité devraient atteindre 183,8 TWh, en hausse de 12,5 TWh par  
27 rapport au niveau des ventes de 2019. Cette croissance représente un taux annuel moyen de  
28 0,7 %. L'essentiel de la croissance est attribuable aux secteurs résidentiel et commercial sur  
29 la période 2019-2029 (31 % et 55 % de la croissance, respectivement). Le secteur industriel  
30 affiche une légère croissance à l'horizon du Plan, soit 0,3 % par année (15 % de la croissance),  
31 laquelle est principalement attribuable à la reprise des activités chez ABI.

**TABLEAU 2.1 :  
PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC**

En TWh	2019 <sup>1</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Résidentiel</b>	<b>67,0</b>	<b>67,7</b>	<b>67,8</b>	<b>68,2</b>	<b>68,5</b>	<b>69,2</b>	<b>69,3</b>	<b>69,7</b>	<b>70,1</b>	<b>70,8</b>	<b>70,8</b>
<b>Commercial</b>	<b>44,4</b>	<b>45,9</b>	<b>49,1</b>	<b>51,2</b>	<b>52,1</b>	<b>52,8</b>	<b>52,8</b>	<b>51,2</b>	<b>50,6</b>	<b>51,1</b>	<b>51,2</b>
<i>Dont:</i>											
<i>Commercial et institutionnel</i>	39,0	40,4	42,7	44,2	45,0	45,7	45,7	44,9	44,8	45,4	45,4
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	5,4	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3	5,7	5,8	5,8
<b>Industriel</b>	<b>59,9</b>	<b>63,6</b>	<b>63,8</b>	<b>63,7</b>	<b>63,6</b>	<b>63,6</b>	<b>63,2</b>	<b>62,4</b>	<b>62,2</b>	<b>62,2</b>	<b>61,8</b>
<i>Dont:</i>											
<i>Industriel PME</i>	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,7	8,7	8,7	8,7
<i>Industriel grandes entreprises</i>	51,3	55,0	55,2	55,1	55,0	54,9	54,6	53,7	53,5	53,4	53,1
<i>Alumineries</i>	19,0	23,1	23,3	23,5	23,6	23,7	23,6	23,0	23,0	23,1	23,0
<i>Pâtes et papiers</i>	12,1	11,9	11,8	11,5	11,1	10,8	10,5	10,3	10,0	9,7	9,4
<i>Pétrole et chimie</i>	4,9	4,9	4,9	4,8	4,7	4,6	4,5	4,4	4,2	4,1	4,0
<i>Mines</i>	4,3	4,3	4,4	4,5	4,6	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	5,3
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	7,4	7,1	7,1	7,1	7,1	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2	7,2
<i>Autres industriel grandes entreprises</i>	3,6	3,6	3,8	3,8	3,8	3,9	3,9	3,9	3,9	4,0	4,0
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>171,4</b>	<b>177,2</b>	<b>180,7</b>	<b>183,1</b>	<b>184,2</b>	<b>185,5</b>	<b>185,2</b>	<b>183,3</b>	<b>182,8</b>	<b>184,1</b>	<b>183,8</b>

**Notes:**

<sup>1</sup> Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

### 2.2.1. Secteur résidentiel

1 En 2018, les mises en chantier résidentielles au Québec ont été en légère hausse par rapport  
 2 à 2017 (+0,8 %) pour atteindre 47 000 unités, soit le nombre d'unités le plus élevé depuis  
 3 6 ans. Cette performance s'explique principalement par la construction d'appartements  
 4 (locatifs et condos) qui ont crû d'environ 32 000 unités, soit une hausse de 2,5 % depuis 2017.  
 5 En contrepartie, la construction de maisons a reculé de 2017 à 2018 (-2,6 %).

6 Selon la SCHL, la croissance de l'emploi, le vieillissement démographique et l'immigration vont  
 7 continuer à favoriser la construction d'appartements à court terme. En moyenne, celle-ci  
 8 prévoit des mises en chantier de l'ordre de 44 000 unités en 2019 et 2020.

9 Par la suite, la construction résidentielle sera ralentie par une plus faible croissance  
 10 démographique. L'accroissement prévu de la population de 15 ans et plus au Québec est  
 11 d'environ 495 000 individus de 2019 à 2029 pour un taux de croissance annuel moyen de  
 12 +0,7 %. Cette croissance démographique entraînera environ 306 000 nouveaux abonnements  
 13 résidentiels sur la même période, soit un taux de croissance annuelle moyenne de 0,8 %. Ces  
 14 nouveaux abonnements se traduiront par une hausse des ventes d'électricité de 4,2 TWh en  
 15 2029 par rapport à 2019.

16 Hydro-Québec, Transition énergétique Québec (TEQ) de même que les fabricants  
 17 d'équipements contribueront, par leurs efforts, à l'amélioration de l'efficacité énergétique du  
 18 marché résidentiel. Concrètement, ces efforts devraient se refléter dans :

- 19 • la mise à jour du code de construction, la norme Novoclimat 2.0 et les subventions  
 20 associées qui ont une incidence directe sur l'amélioration de l'enveloppe thermique ;



- 1           • une pénétration accrue des thermopompes sur le marché, autant pour la climatisation  
2           que pour le chauffage principal ;
- 3           • la progression de la diffusion des ampoules DEL chez la clientèle résidentielle,  
4           lesquelles sont, par ailleurs, fortement favorisées dans les nouvelles constructions ;
- 5           • les gains d'efficacité pour les nouveaux gros électro-ménagers provenant notamment  
6           du remplacement d'appareils énergivores.

7 L'ensemble des efforts en efficacité énergétique, à l'horizon du Plan, contribue à une réduction  
8 des ventes résidentielles de près de 4 TWh, et ce, tous usages confondus. Cette réduction de  
9 la consommation unitaire se reflète de façon plus marquée dans les nouvelles constructions.

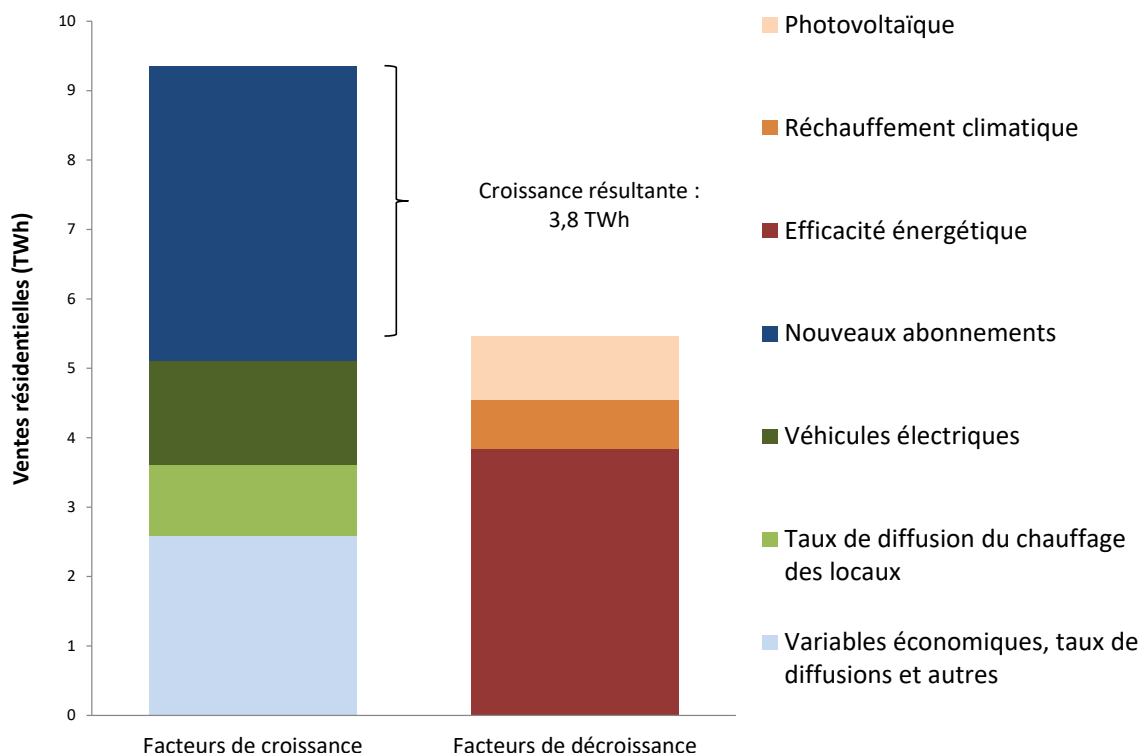
10 À l'instar de l'efficacité énergétique, la pénétration de la production photovoltaïque distribuée  
11 réduit également les ventes prévues de ce secteur (-0,9 TWh).

12 En contrepartie, d'autres facteurs contribuent à la hausse des ventes au secteur résidentiel,  
13 notamment :

- 14           • le taux de diffusion du chauffage électrique, toujours à la hausse. En effet, les  
15 programmes comme Chauffez-vert de TEQ et les mesures législatives visant l'abolition  
16 du mazout accélèrent la transition du marché vers le tout électrique. Les effets  
17 collatéraux se traduisent également par un effritement accéléré de la clientèle à la  
18 biénergie résidentielle ;
- 19           • le marché de l'emploi favorable, amenant une plus forte consommation des petits  
20 appareils électroniques ;
- 21           • la pénétration des véhicules électriques, contribuant à près de 20 % de la croissance  
22 des ventes la période 2019 à 2029, soit environ 1,5 TWh.

23 En résumé, les ventes prévues au secteur résidentiel croîtront de 3,8 TWh à l'horizon du Plan,  
24 équivalant à une croissance annuelle moyenne de +0,6%, et ce, malgré une hausse annuelle  
25 moyenne de +0,8% des abonnements.

**FIGURE 2.1 :  
FACTEURS DE CROISSANCE ET DE DÉCROISSANCE DES VENTES RÉSIDENIELLES**



### 2.2.2. Secteur commercial

1 Après une croissance exceptionnelle de l'emploi en 2017 (+2,2 %), le marché du travail au  
 2 Québec demeure soutenu en 2018, le nombre d'emploi ayant augmenté en moyenne de 0,9 %  
 3 par rapport à 2017. Par ailleurs, la croissance des salaires a été trois fois plus forte que  
 4 l'inflation. Stimulée par l'emploi et la hausse des salaires, la consommation des ménages est  
 5 demeurée vive (+2,3 %), quoiqu'en ralentissement par rapport à 2017.

6 Le ralentissement de la demande intérieure devrait se poursuivre à court terme, en raison  
 7 notamment des taux d'intérêts plus élevés ainsi que de la pénurie de travailleurs. Le  
 8 Distributeur prévoit que la rémunération réelle des salariés au Québec devrait augmenter de  
 9 2,9 % en 2019 et de 1,2 % en 2020 alors que le PIB manufacturier devrait progresser de 3,0 %  
 10 et 1,3 %, respectivement, pour ces deux mêmes années. Le PIB tertiaire, qui bénéficiera entre  
 11 autres d'une hausse significative des dépenses gouvernementales en santé et en éducation,  
 12 devrait croître de 2,4 % en 2019 et de 1,6 % en 2020.

13 À plus long terme, le vieillissement de la population devrait favoriser le PIB tertiaire avec une  
 14 croissance annuelle moyenne de 1,4 % sur la période 2021 à 2029 comparativement au PIB  
 15 manufacturier, dont la croissance moyenne prévue est de 1,2 %. L'effet des variables  
 16 économiques compte pour 3,9 TWh de la croissance des ventes du secteur.

1 Parmi les facteurs de croissance, la prévision intègre une forte contribution des efforts de  
2 développement de marchés (+3,7 TWh), soit :

- 3 • +2,5 TWh pour les centres de données ;
- 4 • +0,3 TWh pour les chaînes de blocs ;
- 5 • +0,9 TWh pour les serres.

6 La prise en compte de la baisse anticipée de l'intensité énergétique et la possible émergence  
7 d'autres cryptomonnaies dans le secteur des chaînes de blocs explique la faible croissance  
8 de ce secteur à l'horizon 2029.

9 En ce qui a trait à l'électrification des transports, le Distributeur évalue sa contribution aux  
10 ventes du secteur commercial à l'horizon 2029 à +0,8 TWh, distribuée selon les éléments  
11 suivant :

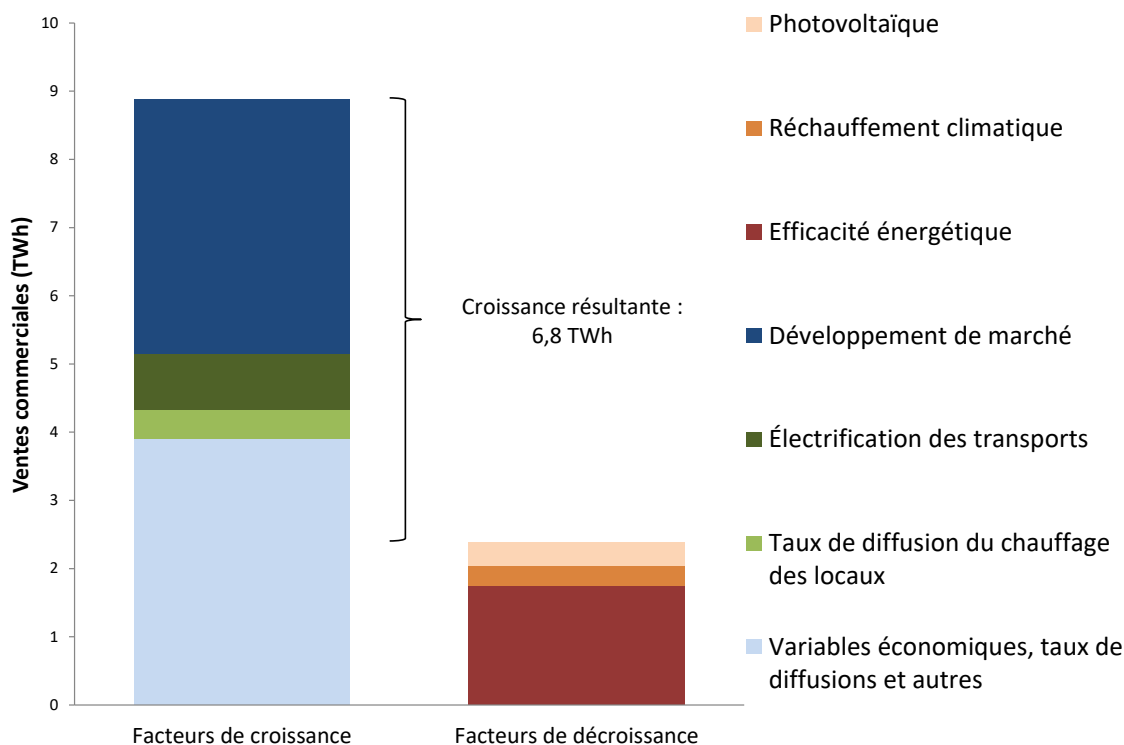
- 12 • +0,3 TWh pour les véhicules électriques ;
- 13 • +0,4 TWh pour le Réseau express métropolitain ;
- 14 • +0,1 TWh pour les autobus électriques.

15 En contrepartie, les facteurs de décroissance sont, dans une moindre mesure, l'impact de la  
16 production photovoltaïque distribuée (-0,3 TWh) et l'effet de l'efficacité énergétique (-1,7 TWh)  
17 provenant notamment de l'éclairage, du chauffage, de la climatisation et de la ventilation.

18 Sur la base des informations disponibles, les programmes de conversion à l'électricité et  
19 d'efficacité énergétique du gouvernement à l'intention des clients commerciaux et  
20 institutionnels sont pris en compte lors de la préparation de la prévision.

21 Au secteur commercial, la croissance prévue des ventes est de l'ordre de 6,8 TWh entre 2019  
22 et 2029.

**FIGURE 2.2 :  
FACTEURS DE CROISSANCE ET DE DÉCROISSANCE DES VENTES COMMERCIALES**



### 2.2.3. Secteur industriel

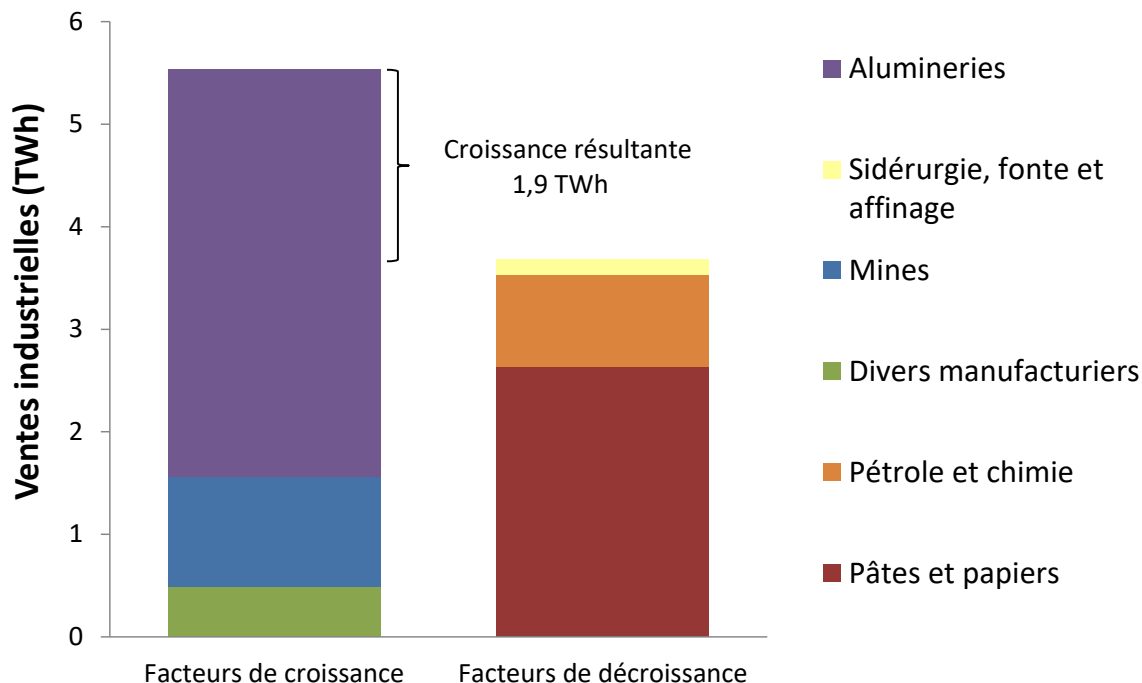
1 La montée des tensions commerciales, en particulier entre la Chine et les États-Unis, vient  
 2 exacerber les incertitudes touchant l'économie mondiale à court terme. Le retrait des tarifs  
 3 américains sur les importations canadiennes d'aluminium et d'acier ainsi que la fin du conflit  
 4 de travail chez ABI constituent d'excellentes nouvelles qui devraient compenser en partie les  
 5 impacts du ralentissement de l'économie mondiale.

6 Malgré tout, les perspectives à moyen terme demeurent inquiétantes. Alors que l'économie  
 7 chinoise ralentit, les incertitudes augmentent en Europe (le « Brexit » au Royaume-Uni, la dette  
 8 publique en Italie et le fort ralentissement en Allemagne) et le cycle économique record aux  
 9 États-Unis devrait éventuellement prendre fin. Advenant une récession mondiale, la plupart  
 10 des banques centrales disposeront d'une marge de manœuvre beaucoup plus faible que lors  
 11 de la récession de 2008-2009, de sorte que le ralentissement économique pourrait se  
 12 prolonger sur une plus longue période. Dans un tel contexte, le Distributeur anticipe que la  
 13 plupart des secteurs industriels connaîtront une faible croissance économique au cours des  
 14 prochaines années.

1 En conséquence, le Distributeur anticipe une légère croissance des ventes au secteur  
2 industriel, de l'ordre de +1,9 TWh, entre 2019 et 2029. Toutefois, ce ne sont pas tous les  
3 secteurs industriels qui croîtront :

- 4 • La croissance des ventes s'explique en grande partie par le secteur des alumineries  
5 et spécifiquement par la reprise progressive annoncée des activités à l'aluminerie  
6 de Bécancour vers la fin de l'année 2019 (+4 TWh).
- 7 ○ Outre cette reprise, les difficultés économiques mondiales amène une relative  
8 stagnation de ce secteur.
- 9 • Le secteur des mines, qui bénéficie entre autres de la montée du prix de l'or et  
10 d'une plus grande demande pour le fer québécois, est le principal secteur à  
11 présenter de bonnes perspectives de croissance à l'horizon du Plan (+1,1 TWh).
- 12 • La décroissance des ventes au secteur des pâtes et papiers s'explique en bonne  
13 partie par le contexte d'affaires difficile, notamment pour les médias écrits, et la  
14 rationalisation des activités qui devrait se poursuivre au cours des prochaines  
15 années (-2,6 TWh). Les difficultés des pâtes et papiers se répercutent en partie au  
16 secteur de la chimie, notamment par la baisse de la consommation des produits  
17 utilisés dans les procédés de transformation.
- 18 • Par ailleurs, la diminution de l'intensité énergétique dans la plupart des secteurs  
19 vient également compenser l'impact favorable de la croissance économique et ainsi  
20 affecter à la baisse la croissance prévue.

**FIGURE 2.3 :**  
**FACTEURS DE CROISSANCE ET DE DÉCROISSANCE DES VENTES DU SECTEUR INDUSTRIEL**



#### 2.2.4. *Prévision des besoins en énergie et hypothèses de taux de pertes*

1 Les besoins en énergie visés par le Plan correspondent à l’approvisionnement nécessaire pour  
 2 subvenir à la consommation sur le réseau intégré auquel s’ajoutent les pertes de distribution  
 3 et de transport, communément appelé les pertes globales. Spécifiquement, la consommation  
 4 visée par le Plan est obtenue en additionnant les ventes prévues, l’effacement des chaînes de  
 5 blocs et l’usage interne, soit la consommation d’électricité par Hydro-Québec dans ses  
 6 bâtiments et ses chantiers. Puis, sont soustraites les ventes dans les réseaux autonomes et  
 7 la demande alimentée par les groupes électrogènes mobiles, aussi appelées la consommation  
 8 hors réseau intégré.

9 Sur la période couverte par le Plan, le taux de pertes globales moyen retenu est de 7,4 %  
 10 (tableau 2.2). Ce taux s’appuie sur les données réelles des dernières années et prend en  
 11 compte l’impact à la baisse de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l’île.

**TABLEAU 2.2 :  
TAUX DE PERTES PRÉVISIONNELS**

En %	2019 <sup>1</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Taux de pertes global</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>	<b>7,4%</b>
<i>Taux de pertes de transport</i>	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
<i>Taux de pertes de distribution</i>	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%

**Notes:**

<sup>1</sup> Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques

- 1 Les besoins visés par le Plan croîtront d'environ 13,7 TWh durant la période 2019-2029  
 2 (tableau 2.3), soit une hausse moyenne annuelle de 1,4 TWh, ou 0,7 %.

**TABLEAU 2.3 :  
PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE**

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Ventes Régulières au Québec</b>	<b>171,4</b>	<b>177,2</b>	<b>180,7</b>	<b>183,1</b>	<b>184,2</b>	<b>185,5</b>	<b>185,2</b>	<b>183,3</b>	<b>182,8</b>	<b>184,1</b>	<b>183,8</b>
+ <i>Énergie interruptible</i>	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
+ <i>Usage interne</i>	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
+ <i>Effacement chaîne de blocs</i>	0,0	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0
- <i>Consommation hors réseau intégré</i>	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,2	0,3	0,3	0,3
= <i>Consommation visée par le Plan</i>	171,6	177,4	180,9	183,4	184,5	185,8	185,5	183,8	183,2	184,5	184,3
+ <i>Pertes de transport et de distribution</i>	12,6	13,2	13,4	13,6	13,7	13,8	13,7	13,6	13,6	13,7	13,7
<b>BESOINS VISÉS PAR LE PLAN</b>	<b>184,2</b>	<b>190,6</b>	<b>194,3</b>	<b>197,0</b>	<b>198,2</b>	<b>199,6</b>	<b>199,3</b>	<b>197,4</b>	<b>196,8</b>	<b>198,2</b>	<b>197,9</b>
<i>Impact des conditions climatiques (au 31 juillet 2019)</i>	<b>3,7</b>										

**Notes:**

- Valeurs normalisées pour les conditions climatiques

### 2.2.5. Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

3 La prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver doit tenir compte de plusieurs  
 4 éléments, dont :

- 5 • la prévision des besoins en énergie pour tous les secteurs ;
- 6 • l'impact de la nouvelle ligne à 735 kV de la Chamouchouane-Bout-de-l'île ;
- 7 • la consommation des centrales du Producteur associée à l'électricité patrimoniale  
 8 puisque cette consommation est incluse dans le profil horaire de l'électricité  
 9 patrimoniale, comme présenté dans le décret 1277-2001 ;
- 10 • l'effacement de charges découlant des mesures de gestion de la demande en  
 11 puissance hors du contrôle du Distributeur.

12 Les besoins en puissance passeront de 37 972 MW pour la pointe d'hiver 2018-2019 à  
 13 41 522 MW pour celle de l'hiver 2028-2029, soit une augmentation de 3 550 MW.  
 14 Annuellement, cela représente une croissance moyenne de 355 MW ou 0,9 %.

1 Un des facteurs les plus importants sous-tendant la croissance des besoins à la pointe d'hiver  
 2 pour la période 2019-2029 est le chauffage des locaux pour les secteurs résidentiel  
 3 (+1 309 MW) et commercial (+188 MW). Le développement de marchés suit, en ordre  
 4 d'importance, avec une hausse anticipée de +604 MW à l'horizon du Plan, soit :

- 5 • centres de données : +342 MW ;
- 6 • chaînes de blocs : +82 MW ;
- 7 • serres : +180 MW.

8 L'électrification des transports et plus particulièrement la diffusion des véhicules électriques  
 9 contribuent pour 400 MW à la croissance des besoins en puissance. Au secteur industriel,  
 10 l'impact à la hausse est moindre, soit +160 MW. Cet impact est en grande partie attribuable à  
 11 la reprise faisant suite à la fin du conflit de travail à l'aluminerie de Bécancour et à un  
 12 accroissement des activités au secteur minier.

**TABLEAU 2.4 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>Usages</b>											
<i>Chauffage des locaux Résidentiel</i>	13 930	14 105	14 241	14 397	14 534	14 666	14 792	14 913	15 028	15 137	15 239
<i>Chauffage des locaux Commercial</i>	3 579	3 623	3 654	3 677	3 695	3 711	3 725	3 738	3 749	3 758	3 767
<i>Eau chaude Résidentiel</i>	1 948	1 981	1 992	2 006	2 019	2 037	2 040	2 055	2 063	2 077	2 075
<i>Industriel</i>	7 991	8 262	8 389	8 384	8 369	8 354	8 324	8 230	8 195	8 178	8 150
<i>Centres de données</i>	85	106	122	158	205	251	298	344	386	416	427
<i>Chaînes de blocs</i>	100	190	395	718	718	718	669	505	182	182	182
<i>Serres</i>	77	88	131	184	230	246	253	256	258	258	258
<i>Véhicules électriques</i>	31	49	73	99	130	168	213	267	322	373	431
<i>Photovoltaïque</i>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<i>Autres usages</i>	10 230	10 381	10 492	10 573	10 651	10 664	10 740	10 831	10 880	10 907	10 992
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b>	<b>37 972</b>	<b>38 783</b>	<b>39 489</b>	<b>40 196</b>	<b>40 550</b>	<b>40 815</b>	<b>41 056</b>	<b>41 139</b>	<b>41 064</b>	<b>41 287</b>	<b>41 522</b>
<i>(Besoins visés par le Plan)</i>											

**Notes:**

- 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.

### 2.2.6. Aléas de la demande

13 La prévision de la demande décrite dans la section précédente découle d'un scénario de  
 14 prévision de référence des besoins en énergie à conditions climatiques normales. Or, ces  
 15 besoins sont soumis à des aléas importants, dont sont distingués deux types :

- 16 • l'aléa climatique ;
- 17 • l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales).

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



**Aléa climatique**

1 L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur les besoins d'électricité,  
 2 principalement aux fins de chauffage et de climatisation, par rapport au scénario de référence  
 3 à conditions climatiques normales. L'aléa climatique est un aléa de court terme dont l'ampleur  
 4 varie d'un mois à l'autre au cours d'une année.

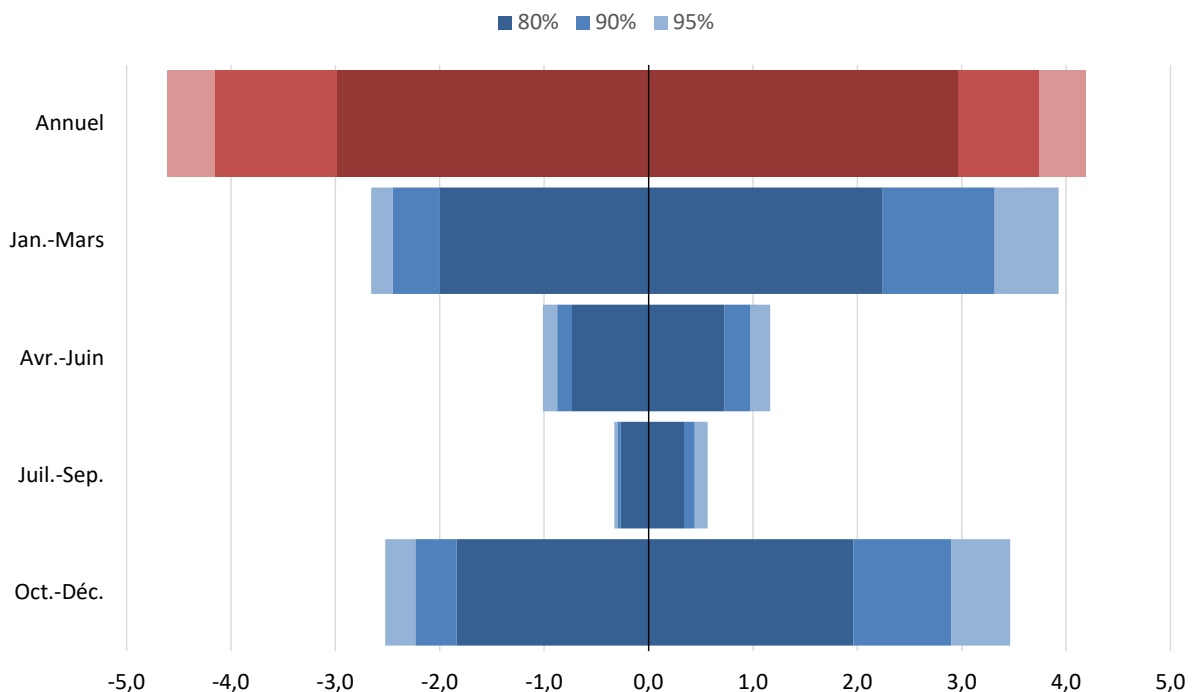
5 Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de consommation  
 6 prévu à conditions climatiques normales. L'estimation de l'aléa climatique est obtenue à partir  
 7 de 336 simulations horaires chronologiques des besoins prévus en fonction des conditions  
 8 climatiques observées sur la période 1971 à 2018.

9 L'aléa climatique évolue en fonction de la charge de chauffage et de climatisation des locaux,  
 10 qui dépendent à leur tour de la diffusion et de l'efficacité des équipements de chauffage et de  
 11 climatisation, ainsi que de l'impact des changements climatiques. Par conséquent, cet aléa  
 12 montre peu de croissance à l'horizon du Plan.

13 À titre d'exemple, selon les conditions climatiques de l'année la plus froide répertoriée, les  
 14 besoins annuels de 2024 seraient supérieurs de 5,0 TWh à ceux d'une année normale. À  
 15 l'opposé, les conditions climatiques de l'année la plus chaude considérée entraîneraient une  
 16 réduction des besoins d'environ 5,2 TWh par rapport à la normale. Par ailleurs, les besoins  
 17 ont, face aux conditions climatiques, une variabilité plus importante en hiver et moindre en été.

18 Pour ce qui est des besoins à la pointe d'hiver du Distributeur, l'impact des conditions  
 19 climatiques peut atteindre environ 4 000 MW.

**FIGURE 2.4 :**  
**ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE PAR TRIMESTRE –ANNÉE 2024**

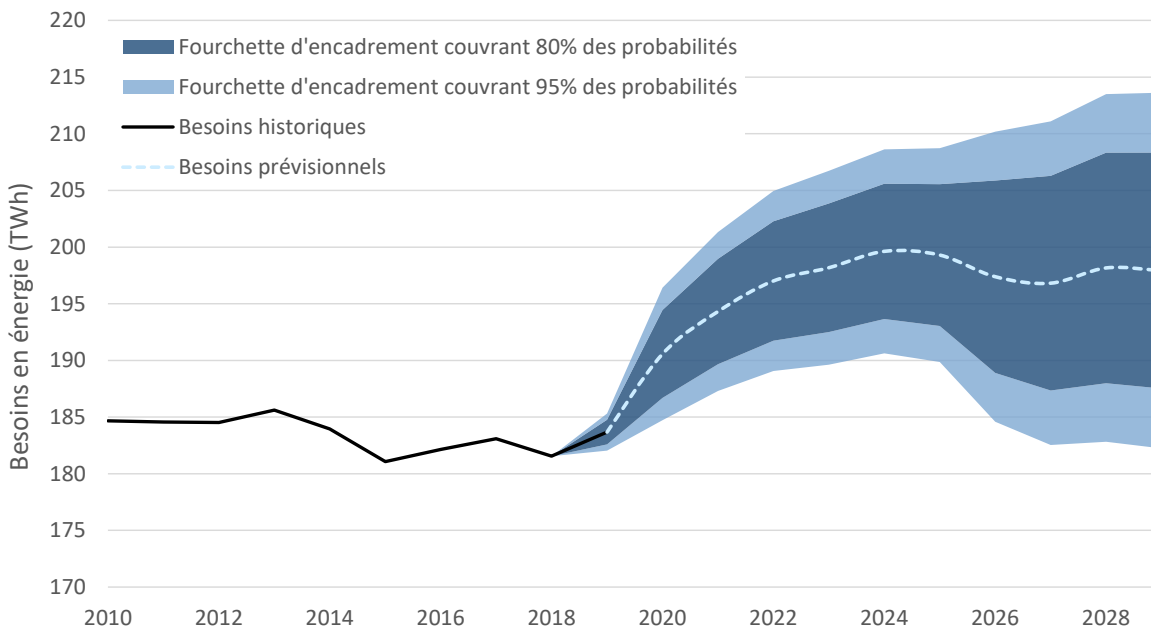


**Aléa sur la demande prévue**

1 L'aléa sur la demande prévue provient de l'aléa associé aux variables économiques et  
 2 démographiques, à la diffusion des technologies émergentes, à l'impact du développement de  
 3 marchés, ainsi que des erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur  
 4 la prévision de la demande d'électricité.

5 Pour chaque année de l'horizon de prévision, le Distributeur estime, sur la base d'une méthode  
 6 de simulation Monte Carlo, une distribution de probabilité des valeurs possibles des besoins  
 7 annuels en énergie à conditions climatiques normales. Cette approche a été décrite plus en  
 8 détail au dossier R-3648-2007 – Phase 2<sup>1</sup>.

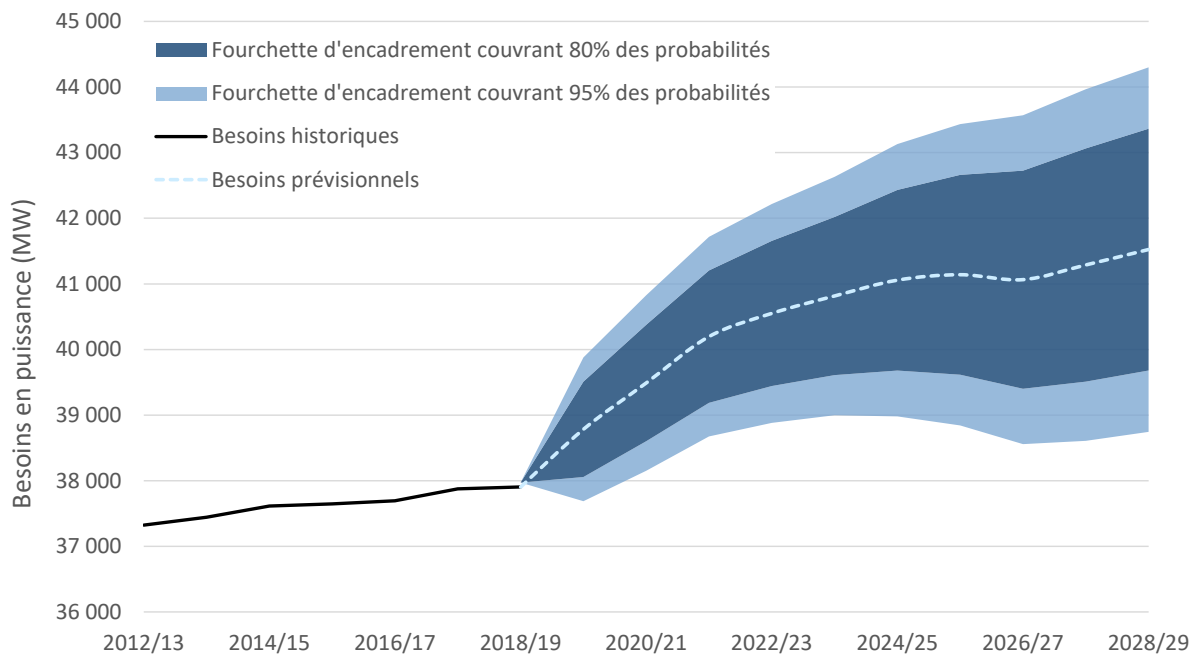
**FIGURE 2.5 :  
 FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE  
 BESOINS EN ÉNERGIE**



9 L'aléa sur la demande en puissance prévue provient, d'une part, de l'aléa associé aux besoins  
 10 annuels en énergie et à leur structure par usages et, d'autre part, des erreurs intrinsèques à  
 11 la modélisation du profil de consommation appliqué aux besoins en énergie prévus par usages  
 12 pour obtenir la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver.

<sup>1</sup> Section 1.2 de l'annexe 2E de la pièce HQD-1, document 2.

**FIGURE 2.6 :**  
**FOURCHETTES D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**  
**BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**



### **Aléa global**

- 1 L'aléa global se définit par la combinaison indépendante de l'aléa climatique et de l'aléa sur la
- 2 demande prévue.
- 3 Une manière de quantifier l'aléa est de calculer l'écart-type (tableau 2.5 et tableau 2.6) sur
- 4 l'ensemble des évolutions possibles des besoins. De façon générale :
- 5
  - Le scénario de référence  $\pm 1$  écart-type couvre une probabilité d'occurrence de 68 %.
  - Le scénario de référence  $\pm 2$  écarts-types couvre une probabilité d'occurrence de 95 %.
- 7 Le coefficient de variation est le ratio entre l'écart-type et les besoins prévus.

**TABLEAU 2.5 :**  
**ALÉA SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE**

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Écart-type</b>										
<i>Aléa climatique</i>	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
<i>Aléa sur la demande</i>	3,0	3,6	4,1	4,4	4,6	4,8	6,5	7,3	7,8	8,0
<i>Aléa global</i>	3,7	4,2	4,7	4,9	5,2	5,4	6,9	7,7	8,2	8,4
<i>Coefficient de variation global</i>	2,0%	2,2%	2,4%	2,5%	2,6%	2,7%	3,5%	3,9%	4,1%	4,2%

**TABLEAU 2.6 :**  
**ALÉA SUR LES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER**

En MW	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>Écart type</b>										
<i>Aléa climatique</i>	1 510	1 540	1 560	1 580	1 600	1 620	1 640	1 660	1 680	1 690
<i>Aléa sur la demande</i>	560	680	780	850	930	1 060	1 170	1 280	1 370	1 420
<i>Aléa global</i>	1 610	1 680	1 750	1 800	1 850	1 930	2 010	2 090	2 160	2 210
<i>Coefficient de variation global</i>	4,2%	4,3%	4,3%	4,4%	4,5%	4,7%	4,9%	5,1%	5,2%	5,3%

### 2.3. Comparaison de la prévision avec celles de l'État d'avancement 2018 et du Plan d'approvisionnement 2017-2026

#### Ventes

- 1 La comparaison de la prévision des ventes du Plan avec celle de l'État d'avancement 2018  
2 selon les principaux facteurs d'évolution permet de tirer certains constats, tels que :
- 3 • le niveau de la prévision des chaînes de blocs à terme est demeuré sensiblement le  
4 même que pour l'État d'avancement 2018. Cependant, l'échéancier de son  
5 implantation aux fins de la prévision du Plan a été retardé d'un an pour permettre la  
6 réalisation de l'appel de propositions pour le bloc de 300 MW ;
  - 7 • la prévision pour les centres de données et les serres a été revue à la hausse  
8 (+1,6 TWh en 2026) ;
  - 9 • la révision à la hausse des ventes aux secteurs résidentiel et commercial provient en  
10 grande partie des écarts constatés sur les ventes en 2018 et 2019, soit le reflet d'une  
11 conjoncture économique plus favorable ;
  - 12 • la durée plus longue que prévue du conflit de travail chez ABI explique en grande partie  
13 les écarts observés pour le sous-secteur des alumineries. En ce qui a trait au secteur  
14 des pâtes et papiers, la prévision du Plan intègre une baisse de l'intensité énergétique

1 et des rationalisations moins importantes qu'anticipées lors de l'État d'avancement  
2 2018.

**TABLEAU 2.7 :**  
**ÉCARTS DES VENTES PRÉVUES PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2018**

En TWh	2016 <sup>1</sup>	2017 <sup>1</sup>	2018 <sup>2</sup>	2019 <sup>3</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Développements de marchés</b>											
Chaînes de blocs	0,0	0,0	0,3	0,2	-3,1	-1,3	-0,2	-0,2	-0,3	3,4	1,2
Centre de données	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0
Serres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6
<b>Technologies émergentes</b>											
Électrification des transports	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Photovoltaïque	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Croissance de base</b>											
Industriel	0,0	0,0	0,0	-3,0	0,3	0,1	-0,1	-0,1	-0,3	-0,4	0,1
Aluminerie	0,0	0,0	-0,4	-4,2	-0,7	-0,8	-0,7	-0,6	-0,6	-0,6	0,0
Pâtes et papier	0,0	0,0	0,2	0,6	0,9	1,0	0,8	0,7	0,5	0,4	0,3
Autres industriel	0,0	0,0	0,2	0,7	0,2	0,0	-0,2	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Résidentiel	0,0	0,0	0,3	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Commercial	0,0	0,0	0,0	0,5	0,4	0,5	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7
<b>Écart totaux</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,6</b>	<b>-1,8</b>	<b>-2,1</b>	<b>-0,1</b>	<b>1,1</b>	<b>1,4</b>	<b>1,4</b>	<b>5,3</b>	<b>3,8</b>

**Notes:**

<sup>1</sup> Valeurs réelles pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029 et l'État d'avancement 2018

<sup>2</sup> Valeurs réelles jusqu'au 31 juillet 2018 et valeurs prévisionnelles pour le reste de l'année pour l'État d'avancement 2018 et valeurs réelles pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

<sup>3</sup> Valeurs réelles jusqu'au 31 juillet 2019 et valeurs prévisionnelles pour le reste de l'année pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

3 La comparaison de la prévision par rapport au Plan d'approvisionnement 2017-2026 permet  
4 de faire les observations suivantes :

- 5 • près de 50 % des écarts annuels prévisionnels sont attribuables aux ventes en lien  
6 avec le développement de marchés. Plus précisément, le Distributeur ne prévoyait pas  
7 de ventes en lien avec les chaînes de blocs lors de la préparation du précédent plan.  
8 Les ventes pour les centres de données et les serres ont aussi été revues à la hausse,  
9 de l'ordre de 2,8 TWh en 2026, pour refléter les efforts soutenus du Distributeur visant  
10 à développer ces nouveaux marchés et l'engouement accru pour la culture du cannabis  
11 à la suite de sa légalisation en octobre 2018 ;
- 12 • la diffusion des systèmes photovoltaïques a été revue à la hausse dans le présent plan,  
13 ce qui se traduit par une plus grande production d'énergie distribuée ;
- 14 • au secteur industriel, le conflit de travail chez ABI et la reprise annoncée des activités  
15 expliquent les écarts négatifs en début de période, soit jusqu'en 2020. Les écarts  
16 positifs peuvent être attribués au contexte économique favorable, à la migration moins  
17 rapide vers des procédés industriels plus efficaces et à des rationalisations moins  
18 importantes que prévues ;
- 19 • les ventes réalisées, plus importantes que prévues, durant la période 2016-2018 pour  
20 les secteurs résidentiel et commercial, se sont traduites par des ventes prévisionnelles  
21 plus importantes pour le reste de la période du Plan. La révision à la hausse de la  
22 diffusion des équipements et une conjoncture économique favorable contribuent à

1 justifier les écarts observés. D'autres facteurs justifiant les écarts rapportés au secteur  
 2 résidentiel incluent la baisse du taux d'occupation des logements, l'effritement plus  
 3 rapide de l'abaissement de consigne de température et l'effritement du nombre de  
 4 clients utilisant un système biénergie qui souscrivent au tarif DT.

**TABLEAU 2.8 :**  
**ÉCARTS DES VENTES PRÉVUES PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

En TWh	2016 <sup>1</sup>	2017 <sup>2</sup>	2018 <sup>2</sup>	2019 <sup>3</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Développements de marchés</b>											
Chaînes de blocs	0,0	0,0	0,5	1,0	1,7	4,1	5,3	5,3	5,2	4,7	2,5
Centre de données	0,0	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,7	1,0	1,3	1,5	1,8
Serres	0,0	0,1	0,1	0,2	0,3	0,6	0,8	1,0	1,0	1,0	1,0
<b>Technologies émergentes</b>											
Électrification des transports	0,0	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,1
Photovoltaïque	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	-0,1	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3	-0,4
<b>Croissance de base</b>											
Industriel	0,2	0,6	-3,5	-2,8	0,6	2,1	1,9	1,6	1,2	0,9	0,0
Aluminerie	0,0	-0,5	-5,0	-4,5	-0,6	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,4
Pâtes et papier	0,2	0,8	1,0	0,8	1,0	0,9	0,8	0,6	0,5	0,4	0,2
Autres industriel	0,0	0,4	0,5	0,8	0,2	0,2	0,0	-0,1	-0,2	-0,4	-0,6
Résidentiel	0,6	0,6	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6
Commercial	0,1	0,2	0,7	0,8	0,9	1,1	1,3	1,5	1,5	1,6	1,6
<b>Écart totaux</b>	<b>1,0</b>	<b>1,7</b>	<b>-1,0</b>	<b>0,1</b>	<b>4,4</b>	<b>8,7</b>	<b>10,3</b>	<b>10,4</b>	<b>10,3</b>	<b>9,9</b>	<b>7,2</b>

**Notes:**

<sup>1</sup> Valeurs réelles jusqu'au 31 juillet 2016 et valeurs prévisionnelles pour le reste de l'année pour le Plan d'approvisionnement 2017-2026 et valeurs réelles pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

<sup>2</sup> Valeurs réelles pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

<sup>3</sup> Valeurs réelles jusqu'au 31 juillet 2019 et valeurs prévisionnelles pour le reste de l'année pour le Plan d'approvisionnement 2020-2029

### Taux de pertes de transport et de distribution

5 La prévision du taux de pertes globales est demeurée relativement stable dans les différentes  
 6 mises à jour du Plan (tableau 2.9), et ce, malgré les importantes révisions des données  
 7 historiques des statistiques des besoins du Distributeur et du taux de pertes de transport  
 8 effectuées par le Transporteur au cours des dernières années. Pour plus de détails sur les  
 9 ajustements du Transporteur, voir la section 2.4.4.

**TABLEAU 2.9 :**  
**COMPARAISON DES TAUX DE PERTES GLOBALES NORMALISÉS PAR RAPPORT À L'ÉTAT  
 D'AVANCEMENT 2018 ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

En %	2016 <sup>1</sup>	2017 <sup>1</sup>	2018 <sup>1</sup>	2019 <sup>1</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Taux de pertes globales</b>											
Plan d'approvisionnement 2020-2029	7.6%	7.6%	7.3%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%	7.4%
État d'avancement 2018	7.4%	7.5%	7.3%	7.4%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%	7.5%
Écart	0.2%	0.1%	0.0%	-0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-0.1%	-0.1%
Plan d'approvisionnement 2017-2026	7.4%	7.3%	7.4%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%	7.3%
Écart	0.1%	0.3%	-0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%	0.1%

**Notes:**

<sup>1</sup> Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques

### Besoins en énergie

1 Les écarts sur la prévision des besoins découlent essentiellement des écarts de ventes  
 2 prévues. Ainsi, une révision à la hausse des ventes aura pour conséquence directe  
 3 d'augmenter les pertes globales et les besoins en énergie. Cependant, la variation des  
 4 variations des pertes globales seront aussi influencées par la prévision du taux de pertes  
 5 globales.

**TABLEAU 2.10 :**  
**COMPARAISON DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR RAPPORT À L'ÉTAT**  
**D'AVANCEMENT 2018 ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

En TWh	2016 <sup>1</sup>	2017 <sup>2</sup>	2018 <sup>2</sup>	2019 <sup>3</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Besoins visés par le Plan</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	182,5	183,3	181,6	184,2	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4
<i>État d'avancement 2018</i>	182,2	183,1	180,9	186,2	192,8	194,4	195,7	196,5	198,0	193,5	193,0
<i>Écart</i>	0,4	0,2	0,6	-2,0	-2,3	-0,1	1,3	1,7	1,6	5,8	4,4
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	181,2	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0
<i>Écart</i>	1,3	2,2	-1,2	0,4	5,1	9,8	11,5	11,7	11,6	11,1	8,4

**Notes:**

<sup>1</sup> Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2016 pour le Plan d'approvisionnement 2017-2026

<sup>2</sup> Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2016 à 2018 pour l'état d'avancement 2018.

<sup>3</sup> Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2016 à 2019 du Plan d'approvisionnement 2020-2029

### Besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages

6 Les besoins en puissance du présent Plan sont significativement supérieurs à ceux du Plan  
 7 d'approvisionnement 2017-2026 sur toute la période du Plan, atteignant 1 208 MW à l'hiver  
 8 2025-2026. L'inclusion des chaînes de blocs et les révisions à la hausse des ventes pour les  
 9 serres et les centres de données expliquent une large part des écarts. La révision des ventes  
 10 aux secteurs commercial et résidentiel contribue également aux écarts des besoins en  
 11 puissance.

12 L'écart négatif observé à l'hiver 2018-2019 par rapport à l'État d'avancement 2018 découle du  
 13 conflit de travail chez ABI. La reprise des activités, le traitement différent de l'effacement des  
 14 besoins à la pointe des chaînes de blocs précédemment intégrés à la prévision de même que  
 15 les ventes accrues et retardées au développement de marchés et la révision à la hausse de  
 16 la croissance de base contribuent à expliquer les écarts positifs culminant à +953 MW sur la  
 17 période couverte par les hivers 2019-2020 à 2025-2026.

18 Les écarts de besoins à la pointe d'hiver par rapport à ceux de l'État d'avancement 2018 et du  
 19 Plan d'approvisionnement 2017-2026 ont été ventilés selon les principaux usages (tableau  
 20 2.11 et tableau 2.12). Les constats que le Distributeur en tire demeurent les mêmes que ceux  
 21 formulés dans les sections précédentes.

**TABLEAU 2.11 :**  
**COMPARAISON DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**  
**PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2018**

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
<b>Usages</b>											
<b>Chauffage des locaux Résidentiel<sup>2</sup></b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	13 648	13 715	13 803	13 930	14 105	14 241	14 397	14 534	14 666	14 792	14 913
<i>État d'avancement 2018</i>	13 648	13 715	13 803	13 930	14 055	14 169	14 268	14 355	14 433	14 504	14 568
<i>Écart</i>	0	0	0	0	50	72	129	179	233	289	345
<b>Chauffage des locaux Commercial<sup>2</sup></b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	3 490	3 516	3 550	3 579	3 623	3 654	3 677	3 695	3 711	3 725	3 738
<i>État d'avancement 2018</i>	3 490	3 516	3 550	3 579	3 604	3 625	3 642	3 657	3 671	3 682	3 691
<i>Écart</i>	0	0	0	0	18	29	35	38	41	43	46
<b>Eau chaude Résidentiel</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	1 905	1 912	1 928	1 948	1 981	1 992	2 006	2 019	2 037	2 040	2 055
<i>État d'avancement 2018</i>	1 883	1 890	1 906	1 926	1 947	1 964	1 977	1 993	2 012	2 027	2 038
<i>Écart</i>	22	22	22	22	33	28	29	26	25	13	17
<b>Industriel</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	8 212	8 302	8 265	7 991	8 262	8 389	8 384	8 369	8 354	8 324	8 230
<i>État d'avancement 2018</i>	8 212	8 302	8 265	8 256	8 219	8 293	8 312	8 304	8 295	8 294	8 217
<i>Écart</i>	0	0	0	-266	43	97	72	65	59	30	13
<b>Développement de marchés</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	70	102	152	251	372	637	1 047	1 140	1 201	1 207	1 092
<i>État d'avancement 2018</i>	70	99	149	251	189	251	301	322	343	336	357
<i>Écart</i>	0	3	4	1	183	386	746	818	859	871	734
<b>Véhicules électriques</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	7	11	19	31	49	73	99	130	168	213	267
<i>État d'avancement 2018</i>	6	9	16	26	41	61	83	110	142	181	227
<i>Écart</i>	1	2	3	5	8	11	16	20	26	32	40
<b>Autres usages</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	10 379	10 207	10 227	10 241	10 393	10 504	10 586	10 664	10 677	10 753	10 844
<i>État d'avancement 2018</i>	10 402	10 238	10 256	10 419	10 605	10 664	10 780	10 902	10 996	11 078	11 187
<i>Écart</i>	-23	-31	-29	-178	-212	-160	-194	-238	-320	-325	-343
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	37 711	37 764	37 945	37 972	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139
<i>État d'avancement 2018</i>	37 711	37 769	37 945	38 387	38 660	39 027	39 364	39 643	39 892	40 103	40 286
<i>Écart</i>	0	-5	0	-416	123	462	833	907	922	953	853

**Notes:**

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> Pour les fins de comparaison de ces usages, la croissance anticipée lors de l'État d'avancement 2018 a été appliqué sur les besoins en puissance révisés à la pointe d'hiver 2018-2019



**TABLEAU 2.12 :**  
**COMPARAISON DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**  
**PAR RAPPORT AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

En MW	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026
<b>Usages</b>											
<b>Chauffage des locaux Résidentiel<sup>2</sup></b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	13 648	13 715	13 803	13 930	14 105	14 241	14 397	14 534	14 666	14 792	14 913
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	13 681	13 701	13 801	13 930	14 071	14 207	14 330	14 440	14 540	14 627	14 705
<i>Écart</i>	-33	14	3	0	34	34	67	93	127	165	208
<b>Chauffage des locaux Commercial<sup>2</sup></b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	3 490	3 516	3 550	3 579	3 623	3 654	3 677	3 695	3 711	3 725	3 738
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	3 477	3 516	3 550	3 579	3 604	3 625	3 642	3 658	3 671	3 682	3 692
<i>Écart</i>	14	0	0	0	18	29	34	37	40	43	46
<b>Eau chaude Résidentiel</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	1 905	1 912	1 928	1 948	1 981	1 992	2 006	2 019	2 037	2 040	2 055
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	1 883	1 899	1 912	1 928	1 946	1 961	1 971	1 981	1 994	2 002	2 007
<i>Écart</i>	22	13	16	21	34	31	36	37	43	38	48
<b>Industriel</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	8 212	8 302	8 265	7 991	8 262	8 389	8 384	8 369	8 354	8 324	8 230
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	8 212	8 036	8 125	8 162	8 174	8 103	8 121	8 137	8 156	8 168	8 183
<i>Écart</i>	0	266	140	-171	88	286	264	232	198	156	48
<b>Développement de marchés</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	70	102	152	251	372	637	1 047	1 140	1 201	1 207	1 092
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	70	79	89	93	102	107	115	124	134	142	157
<i>Écart</i>	0	23	63	159	270	529	932	1 016	1 068	1 065	935
<b>Véhicules électriques</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	7	11	19	31	49	73	99	130	168	213	267
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	5	8	13	20	32	51	78	106	134	161	189
<i>Écart</i>	2	3	6	11	16	22	20	24	34	52	78
<b>Autres usages</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	10 379	10 207	10 227	10 241	10 393	10 504	10 586	10 664	10 677	10 753	10 844
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	10 383	10 392	10 456	10 515	10 579	10 624	10 713	10 797	10 871	10 937	10 998
<i>Écart</i>	-5	-185	-229	-274	-186	-120	-127	-133	-194	-184	-154
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	37 711	37 764	37 945	37 972	38 783	39 489	40 196	40 550	40 815	41 056	41 139
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	37 711	37 630	37 946	38 227	38 509	38 678	38 970	39 243	39 499	39 721	39 931
<i>Écart</i>	0	134	-2	-256	274	811	1 226	1 306	1 316	1 335	1 208

**Notes:**

<sup>1</sup> 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.

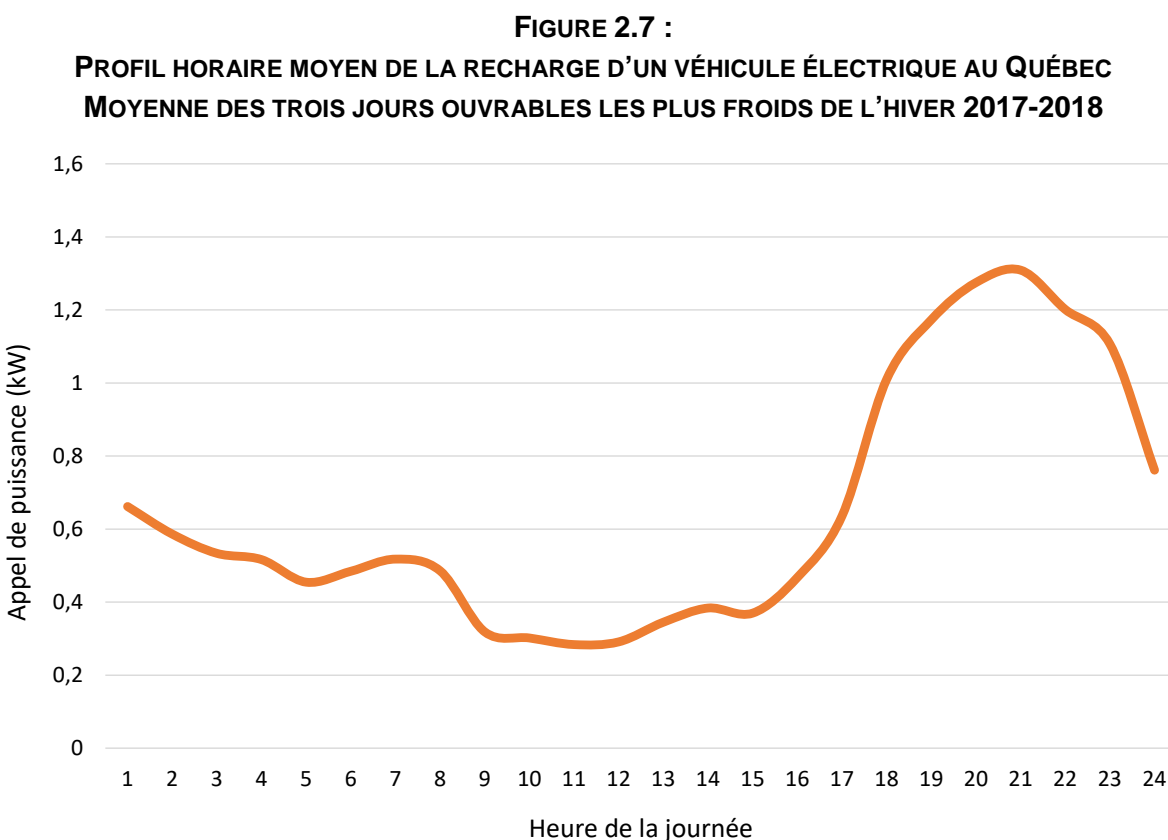
<sup>2</sup> Pour les fins de comparaison de ces usages, la croissance anticipée lors de l'État d'avancement 2018 a été appliqué sur les besoins en puissance révisés à la pointe d'hiver 2018-2019

## 2.4. Améliorations et suivis de décision

1 L'approche méthodologique de prévision est similaire à celle du précédent plan. Toutefois, le  
2 Distributeur a effectué certains changements de paramètres et complété certains travaux  
3 ayant un impact sur la prévision de la demande depuis le Plan d'approvisionnement 2017-  
4 2026 et présentés ci-dessous.

### 2.4.1. Impact de l'électrification des transports

5 En 2018, des travaux ont permis de caractériser la consommation des véhicules électriques  
6 de particuliers et de produire un profil moyen de recharge pour les trois jours ouvrables les  
7 plus froids de l'hiver 2017-2018 (figure 2.7).



8 L'impact à la pointe d'hiver est évalué à 0,7 kW par véhicule rechargé, soit une valeur similaire  
9 à celle retenue dans le cadre du *Plan d'approvisionnement 2017-2026*<sup>2</sup>. Pour de plus amples  
10 détails sur les travaux effectués, voir la pièce HQD-4, document 1 (B-0012), section 3.2 du  
11 dossier R-4057-2018. Les nouvelles données acquises par le Distributeur corroborent les  
12 constats de l'analyse soumise à la Régie. Conformément à la décision D-2019-022, le prochain

<sup>2</sup> Soit 0,6 kW par véhicule, comme mentionné au dossier R-3986-2016 – Phase 1, à la pièce HQD-3, document 3 (B-0032), en réponse à la question 3.2 de la FCEI.

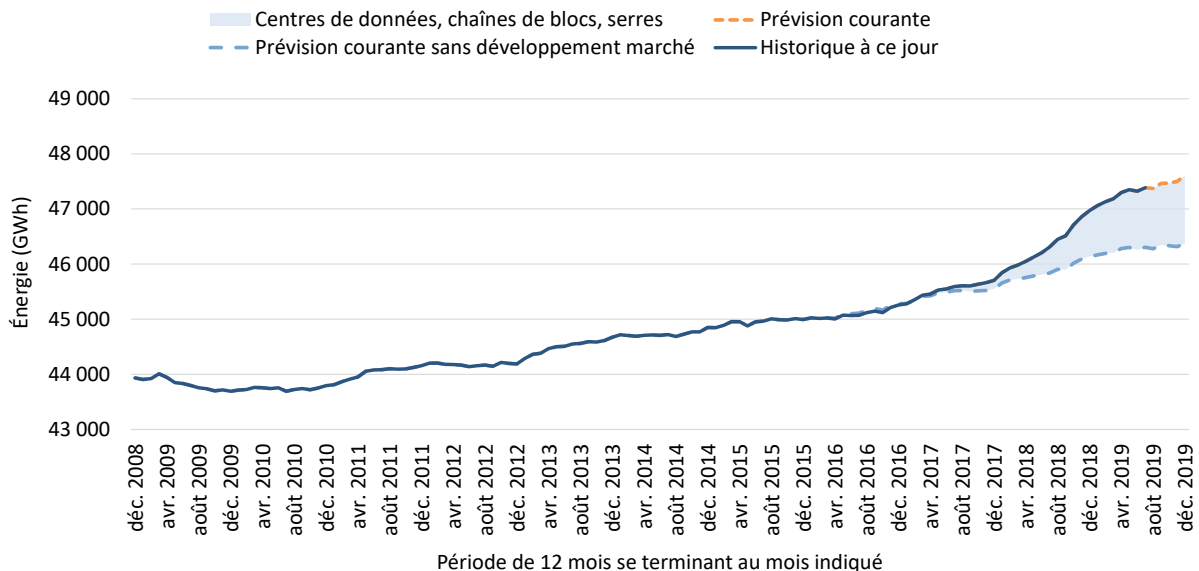
1 suivi des caractéristiques de consommation des véhicules électriques sera présenté dans le  
2 prochain plan d'approvisionnement.  
3 De surcroît, la prévision intègre l'impact attribuable aux autobus électriques. En 2029, la  
4 consommation des autobus électriques atteindra 0,1 TWh.

### 2.4.2. Impact du développement de marchés sur les modèles de prévision

5 Depuis le dernier plan d'approvisionnement, le Distributeur a déployé des efforts pour  
6 développer de nouveaux marchés, notamment les centres de données, la chaîne de blocs et  
7 les serres. L'ampleur de la consommation réelle associée au développement de marchés  
8 (figure 2.8) a fait en sorte que les modèles de prévision ne parviennent pas à bien expliquer la  
9 croissance observée au secteur commercial en utilisant uniquement les variables  
10 économiques et énergétiques usuelles. L'absence de variables explicatives pertinentes pour  
11 le développement de marchés entraînait une sous-estimation des ventes prévues au secteur  
12 commercial.

13 Afin d'améliorer la qualité de ses modèles, le Distributeur exclut désormais les ventes du  
14 développement de marchés pour la calibration de ceux-ci. Ainsi, la prévision des ventes du  
15 secteur commercial correspond à la somme des ventes prévues excluant le développement  
16 de marchés issues des modèles et celles spécifiques au développement de marchés traitées  
17 à la marge. Cette modification est en vigueur depuis 2019.

**FIGURE 2.8 :**  
**VENTES ATTRIBUABLES AU DÉVELOPPEMENT**  
**DE MARCHÉS DU SECTEUR COMMERCIAL**



**2.4.3. Estimation de l'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver à conditions climatiques normales**

1 L'aléa sur la prévision des besoins à la pointe d'hiver à conditions climatiques normales est  
 2 construit à partir de l'aléa sur la prévision des besoins en énergie. De plus, deux autres sources  
 3 de risques sont pris en compte dans le calcul de l'aléa, soit :

- 4 • le risque lié à la mensualisation des besoins en énergie ;
- 5 • le risque applicable à la transposition énergie-puissance spécifique à la pointe d'hiver.

6 Un raffinement méthodologique a été introduit en 2018, lequel permet de mieux mesurer  
 7 l'incertitude applicable à la transposition énergie-puissance spécifique à la pointe d'hiver en  
 8 tenant compte de la saisonnalité du risque de transposition. Ce changement a eu pour effet  
 9 de réduire l'écart-type sur la demande prévue en puissance de 130 MW pour l'hiver 2019-2020  
 10 et de 230 MW pour l'hiver 2022-2023.

**2.4.4. Suivi des travaux relatifs aux taux de pertes de transport et de distribution**

11 Dans le cadre des dossiers réglementaires du Transporteur, ce dernier a présenté les travaux  
 12 effectués conjointement avec l'IREQ sur la détermination du taux de pertes de transport. Les  
 13 constats de ces travaux sont présentés dans les dossiers R-4058-2018<sup>3</sup> et R-4096-2019<sup>4</sup>.

14 La mise à jour des taux de pertes de transport a eu pour effet d'entraîner une révision  
 15 historique des statistiques de besoins du Distributeur. À la suite de l'ensemble des ajustements  
 16 effectués par le Transporteur, le Distributeur constate une amélioration du bilan des pertes  
 17 globales, de transport et de distribution.

**TABLEAU 2.13 :  
 HISTORIQUE DES TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION  
 VALEURS RÉELLES**

En %	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Taux de pertes globales</b>	<b>7.5%</b>	<b>7.9%</b>	<b>7.7%</b>	<b>7.9%</b>	<b>8.1%</b>	<b>7.6%</b>	<b>7.6%</b>	<b>7.6%</b>	<b>7.6%</b>	<b>7.5%</b>
<i>Taux de pertes de transport</i>	5.3%	5.4%	5.6%	5.2%	5.4%	5.5%	5.4%	5.2%	5.4%	5.4%
<i>Taux de pertes de distribution</i>	2.1%	2.3%	2.0%	2.6%	2.5%	2.0%	2.1%	2.3%	2.1%	2.0%

**2.5. Suivi de la performance prévisionnelle des modèles**

18 Le suivi de la performance de prévision mesure les écarts entre la demande prévue et celle  
 19 réalisée à conditions climatiques normales depuis l'introduction des modèles statistiques à  
 20 usages finaux adoptés en 2012.

21 Quelques constats peuvent être dégagés :

<sup>3</sup> Pièces HQT-10, Documents 3 ([B-0094](#)) et 3.1 ([B-0233](#)).

<sup>4</sup> Pièces HQT-6, Document 1.1 ([B-0013](#)) et [B-0030](#).

- 1       • Sauf exceptions et comme attendu, la performance des modèles est réduite par la  
2       durée de la période de la prévision, baisse qui se constate par l'accroissement de  
3       l'erreur-type à travers le temps. Les exceptions concernent en grande majorité les  
4       horizons de prévision de six ans, qui n'ont qu'une seule année d'observation.
- 5       • La meilleure performance provient du secteur résidentiel.
- 6       • Le secteur commercial est le seul secteur de consommation où les ventes ont été sous-  
7       estimées.
- 8       • Les écarts de prévision du secteur industriel sont les plus élevés étant donné  
9       l'exposition plus forte du secteur aux aléas de l'économie mondiale (par exemple. pour  
10      le sous-secteur des mines) ainsi qu'à l'impact des conflits de travail.
- 11             ○ Ce constat est également tiré de l'exercice de balisage de l'*Energy*  
12             *Forecasting Group* sur la performance des modèles de prévisions des  
13             distributeurs électriques en Amérique du Nord.
- 14      • Les modèles ont surestimé la demande totale (ventes et besoins) en énergie et en  
15      puissance, comme l'indique l'écart moyen positif.
- 16             ○ La performance de la prévision est meilleure pour les besoins en puissance  
17             qu'en énergie étant donné l'impact proportionnellement plus grand des  
18             erreurs de prévision du secteur industriel sur les besoins en énergie que sur  
19             ceux en puissance.
- 20      Comme indiqué précédemment, depuis le Plan d'approvisionnement 2017-2026, le  
21      Distributeur a pris acte de la sous-estimation de la prévision au secteur commercial attribuable  
22      aux efforts de développement de marchés et a apporté les correctifs nécessaires.

**TABLEAU 2.14 :  
PERFORMANCE DES MODÈLES DE PRÉVISION**

horizon nombre de prévision <sup>1</sup>	1 an 6		2 ans 5		3 ans 4		4 ans 3		5 ans 2		6 ans 1	
	Écart moyen <sup>2</sup>	Erreur type <sup>3</sup>	Écart moyen <sup>2</sup>	Erreur type <sup>3</sup>	Écart moyen <sup>2</sup>	Erreur type <sup>3</sup>	Écart moyen <sup>2</sup>	Erreur type <sup>3</sup>	Écart moyen <sup>2</sup>	Erreur type <sup>3</sup>	Écart moyen <sup>2</sup>	Erreur type <sup>3</sup>
<b>Secteurs de consommation</b>												
<i>Résidentiel et agricole</i>	0,7%	1,8%	1,4%	2,1%	2,1%	2,1%	1,6%	1,7%	1,4%	1,5%	0,7%	0,7%
<i>Commercial et institutionnel</i>	-0,7%	1,3%	-1,2%	1,8%	-1,6%	2,0%	-2,2%	2,3%	-3,3%	3,6%	-5,0%	5,0%
<i>Industriel PME</i>	1,4%	1,7%	4,1%	4,9%	6,6%	7,0%	6,1%	6,2%	5,9%	6,2%	0,8%	0,8%
<i>Industriel GE</i>	0,9%	2,8%	3,0%	4,6%	5,8%	6,7%	9,5%	11,6%	11,8%	12,4%	25,6%	25,6%
<i>Réseaux municipaux</i>	0,7%	1,9%	1,0%	2,5%	1,4%	1,8%	1,8%	1,9%	1,3%	1,4%	1,0%	1,0%
<i>Ventes régulières au Québec</i>	0,5%	1,2%	1,5%	1,8%	2,7%	2,9%	3,5%	3,9%	3,8%	4,0%	6,8%	6,8%
<b>Sous-secteurs industriels</b>												
<i>Pâtes et papier</i>	-8,0%	9,3%	-8,6%	10,7%	-10,1%	12,3%	-8,4%	8,9%	-11,6%	11,6%	-13,7%	13,7%
<i>Pétrole et chimie</i>	4,1%	5,4%	6,9%	8,6%	10,7%	10,8%	13,6%	14,1%	12,0%	12,0%	14,5%	14,5%
<i>Mines</i>	7,4%	14,7%	14,5%	19,2%	24,8%	25,8%	26,6%	26,8%	28,0%	28,1%	28,8%	28,8%
<i>Sidérurgie, fonte et affinage</i>	4,7%	9,5%	13,8%	16,2%	25,3%	25,8%	31,5%	31,6%	36,4%	36,5%	40,5%	40,5%
<i>Divers manufacturiers</i>	-2,4%	4,6%	-2,0%	5,4%	1,8%	7,7%	2,9%	11,4%	5,7%	12,5%	17,6%	17,6%
<i>Alumineries</i>	4,7%	11,2%	5,8%	14,2%	6,5%	15,3%	10,8%	19,7%	15,7%	17,3%	50,4%	50,4%
<b>Besoins</b>												
<i>Besoins en énergie</i>	0,5%	1,4%	1,7%	2,0%	3,0%	3,2%	3,8%	4,2%	4,1%	4,3%	7,2%	7,2%
<i>Besoins en puissance</i>	0,2%	0,6%	0,5%	1,1%	1,1%	1,5%	2,0%	2,2%	2,3%	2,5%	3,1%	3,1%

**Notes:**

<sup>1</sup> En énergie, le nombre d'écarts de prévision depuis l'état d'avancement 2012 couvre les années 2013 à 2018 (6 années au maximum). En puissance, le nombre d'écarts de prévision couvre les hivers 2012-

<sup>2</sup> Moyenne des écarts en pourcentage entre la demande prévue et réel

<sup>3</sup> Correspond à la racine carrée de la moyenne du carré des écarts (RCMCE) = Racine (  $\sum \text{écart}^2 / \text{nb}$  )

### **3. TABLEAUX COMPLÉMENTAIRES DES DONNÉES HISTORIQUES ET PRÉVISIONNELLES**





**TABLEAU 3.1 :  
HISTORIQUE DES PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES**

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Indicateurs</b>										
<i>Population de 15 ans et plus au Québec (milliers)</i>	6 467	6 554	6 632	6 699	6 755	6 802	6 843	6 888	6 932	6 986
<i>Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)</i>	42,1	52,5	49,2	44,2	42,4	37,4	37,0	34,0	33,3	36,2
<i>Croissance du PIB total <sup>1</sup></i>	-0,8%	2,0%	1,9%	1,0%	1,3%	1,6%	0,9%	1,4%	2,8%	2,5%
<i>Croissance du PIB manufacturier <sup>1</sup></i>	-9,7%	0,6%	1,4%	0,2%	-2,0%	3,6%	0,8%	0,0%	3,5%	2,5%
<i>Croissance du PIB tertiaire <sup>1</sup></i>	0,7%	2,1%	1,8%	1,2%	2,2%	1,6%	0,9%	1,8%	2,6%	2,4%
<i>Croissance de l'emploi total</i>	-0,7%	2,2%	1,0%	0,8%	1,2%	-0,1%	1,0%	0,9%	2,2%	0,9%
<i>Croissance de la rémunération des salariés <sup>1</sup></i>	-0,1%	2,2%	2,4%	1,9%	2,4%	1,5%	1,0%	2,0%	3,6%	3,4%

Notes:

<sup>1</sup> 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 3.2 :  
PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES ET ÉCONOMIQUES**

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Indicateurs</b>											
<i>Population de 15 ans et plus au Québec (milliers)</i>	7 045	7 093	7 142	7 194	7 247	7 301	7 352	7 401	7 448	7 494	7 539
<i>Nouveaux abonnements résidentiels (milliers)</i>	41,3	37,4	37,3	32,3	30,1	29,6	28,8	28,6	28,1	27,5	26,6
<i>Croissance du PIB total <sup>1</sup></i>	2,3%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%
<i>Croissance du PIB manufacturier <sup>1</sup></i>	3,0%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
<i>Croissance du PIB tertiaire <sup>1</sup></i>	2,4%	1,6%	1,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%
<i>Croissance de l'emploi total</i>	1,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%	0,5%
<i>Croissance de la rémunération des salariés <sup>1</sup></i>	2,9%	1,2%	1,0%	0,9%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%

Notes:

<sup>1</sup> 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 3.3 :  
IMPACT DES VARIABLES EXPLICATIVES SUR LES VENTES**

Variable	Impact
<b>Secteur résidentiel</b>	
<i>Consommation annuelle moyenne d'un nouvel abonnement</i>	14 000 kWh
<i>Hausse de 1% de la rémunération réelle des salariés</i>	Ventes additionnelles de 110 GWh
<b>Secteur commercial et institutionnel</b>	
<i>Hausse de 1% des PIB sectoriels</i>	Ventes additionnelles de 90 GWh
<b>Secteur industriel</b>	
<i>Hausse de 1% des PIB sectoriels</i>	Ventes additionnelles de 210 GWh
<i>Variation de 5 CUS du SCA</i>	Variation des ventes de 80 GWh

**TABLEAU 3.4 :  
COMPARAISON DES PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES AU QUÉBEC**

(prévisionnistes)	(date de prévision)	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>PIB du Québec<sup>1</sup>, croissance annuelle en %</b>												
Hydro-Québec Distribution	(juillet 2019)	2,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
Moyenne du consensus	(août 2019)	1,8	1,5									
Conference Board of Canada <sup>2</sup>	(juillet 2019)	2,4	1,3									
IHS Global Insight	(juillet 2019)	1,3	1,5	1,6	1,7	2,0						
Mouvement Desjardins	(août 2019)	2,2	1,6	1,1	0,7	1,5						
Banque de Montréal	(août 2019)	1,6	1,5									
Banque TD	(juin 2019)	1,7	1,7									
Banque Royale du Canada	(juin 2020)	2,0	1,6									
Banque Nationale du Canada	(juillet 2019)	1,8	1,3									
Banque Scotia	(juillet 2019)	2,1	1,8									
VM Banque Laurentienne	(février 2019)	1,5	1,4									
Banque CIBC	(juillet 2019)	1,9	1,5									
Ministère des Finances du Québec	(mars 2019)	1,8	1,5	1,3	1,3	1,3						
<b>Emploi total au Québec, croissance annuelle en %</b>												
Hydro-Québec Distribution	(juillet 2019)	1,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Moyenne du consensus	(août 2019)	1,3	0,7									
Conference Board of Canada <sup>2</sup>	(juillet 2019)	1,5	0,6									
IHS Global Insight	(juillet 2019)	1,2	0,6	0,9	0,8	0,7						
Mouvement Desjardins	(août 2019)	1,7	0,9	0,6	0,1	0,5						
Banque de Montréal	(août 2019)	1,6	1,1									
Banque TD	(juin 2019)	1,5	0,6									
Banque Royale du Canada	(juin 2020)	1,6	0,7									
Banque Nationale du Canada	(juillet 2019)	1,3	0,7									
Banque Scotia	(juillet 2019)	1,5	0,8									
VM Banque Laurentienne	(février 2019)	0,6	0,5									
Banque CIBC	(juillet 2019)	1,4	0,5									
Ministère des Finances du Québec	(mars 2019)	0,9	0,6									
<b>PIB manufacturier du Québec<sup>1</sup>, croissance annuelle en %</b>												
Hydro-Québec	(juillet 2019)	3,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1
Conference Board of Canada <sup>2</sup>	(juillet 2019)	2,6	1,1									
IHS Global Insight	(juillet 2019)	1,0	1,8	1,9	2,3	2,3						
<b>PIB services du Québec<sup>1</sup>, croissance annuelle en %</b>												
Hydro-Québec	(juillet 2019)	2,4	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3
Conference Board of Canada <sup>2</sup>	(juillet 2019)	2,7	1,4									
IHS Global Insight	(juillet 2019)	1,8	2,0	2,0	1,9	2,0						
<b>Rémunération des salariés<sup>1</sup>, croissance annuelle en %</b>												
Hydro-Québec	(juillet 2019)	2,9	1,2	1,0	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Conference Board of Canada <sup>2</sup>	(juillet 2019)	3,1	1,3									
IHS Global Insight	(juillet 2019)	1,4	1,5	2,2	1,7	1,7						

Notes:

<sup>1</sup> La croissance du 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.

<sup>2</sup> Le Distributeur dépose la prévision du Conference Board of Canada sous pli confidentiel pour les années 2021 à 2029.

**TABLEAU 3.5 :  
VARIABLES RETENUES DANS LES MODÈLES DE PRÉVISION**

<b>Variables explicatives dans les modèles de prévision</b>
<p><b>Résidentiel</b></p> <p><i>Variable composite usage chauffage** (incluant Taux de diffusion du chauffage électrique, Efficacité énergétique du chauffage électrique, Rémunération des salariés, Degrés-jours de chauffage), Variable composite usage climatisation** (incluant Taux de diffusion de la climatisation, Efficacité énergétique de la climatisation, Rémunération des salariés, Degrés-jours de climatisation), Variable composite autres usages** (incluant Taux de diffusion des autres usages, Efficacité énergétique des autres usages, Rémunération des salariés), Radiation solaire**, Population de 15 ans et plus**, Mises en chantier**</i></p>
<p><b>Commercial et Institutionnel</b></p> <p><i>Variable composite usage chauffage** (incluant Taux de diffusion du chauffage électrique, Efficacité énergétique du chauffage électrique, Prix de l'électricité, Degrés-jours de chauffage), Variable composite usage climatisation** (incluant Taux de diffusion de la climatisation, Efficacité énergétique de la climatisation, Prix de l'électricité, Degrés-jours de climatisation), Variable composite autres usages** (incluant Taux de diffusion des autres usages, Efficacité énergétique des autres usages, Population de 15 ans et plus, PIB secteur services, Emploi secteur services, Prix de l'électricité) Variable composite économique** (incluant Population de 15 ans et plus, PIB secteur des services, PIB secteur manufacturier)</i></p>
<p><b>Réseaux municipaux</b></p> <p><i>Degrés-jours de chauffage**, Degrés-jours de climatisation, Rémunération des salariés**, Population de 15 ans et plus**, Emploi total**, PIB total**</i></p>
<p><b>Transport public</b></p> <p><i>Degrés-jours de chauffage, Rémunération des salariés**, Population de 15 ans et plus**, Emploi total**, PIB total**</i></p>
<p><b>Éclairage public</b></p> <p><i>Efficacité énergétique de l'éclairage extérieure**, Population de 15 ans et plus**, Emploi total**, Rémunération des salariés**, PIB total**</i></p>
<p><b>PME industriel</b></p> <p><i>Degrés-jours de chauffage**, Degrés-jours de climatisation**, PIB secteur manufacturier**, Emploi secteur manufacturier**</i></p>
<p><b>Pâtes et papiers</b></p> <p><i>Nombre d'abonnements**, PIB pâtes et papiers**, PIB industrie Information et culturel**</i></p>
<p><b>Mines</b></p> <p><i>Nombre d'abonnements**, PIB extraction minière**, PIB total**, PIB première transformation des métaux**</i></p>
<p><b>Divers manufacturiers</b></p> <p><i>Nombre d'abonnements**, Emploi manufacturier**, PIB manufacturier**</i></p>
<p><b>Sidérurgie, fonte et affinage</b></p> <p><i>Nombre d'abonnements**, PIB première transformation des métaux**</i></p>
<p><b>Pétrole et chimie</b></p> <p><i>Nombre d'abonnements**, PIB industries de biens durables**, PIB industries de biens non durables**, Taux de change**</i></p>

**Notes:**

\* Significatif à 10%

\*\* Significatif à 5%

**TABLEAU 3.6 :**  
**COEFFICIENTS DE DÉTERMINATION (R<sup>2</sup>) DES MODÈLES DE PRÉVISION**

En %	COEFFICIENTS DE DÉTERMINATION R <sup>2</sup>
Secteur	
Résidentiel et agricole	99,9%
Commercial et institutionnel	99,7%
Industriel PME	95,0%
Pâtes et papiers	92,9%
Pétrole et chimie	89,6%
Mines	95,5%
Sidérurgie, fonte et affinage	88,7%
Divers manufacturiers	85,7%
Réseaux municipaux	98,8%
Transport public	86,8%
Commercial et institutionnel Grandes entreprises	90,2%
Éclairage public	94,8%
Besoins en puissance à la pointe	99,3%

**TABLEAU 3.7 :**  
**HISTORIQUE DES VENTES PUBLIÉES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Résidentiel et agricole	62,5	59,5	62,7	62,3	66,0	68,1	66,6	65,1	66,1	69,6
Commercial et institutionnel <sup>1</sup>	34,1	33,9	33,6	34,0	35,4	36,0	36,2	36,8	37,2	39,0
Industriel PME	8,6	8,6	9,4	9,0	8,8	8,7	8,6	8,6	8,6	8,6
Industriel grandes entreprises	54,7	59,8	58,2	56,9	56,9	55,7	54,2	53,6	53,7	50,3
Réseaux municipaux et Éclairage public <sup>2</sup>	5,2	5,1	5,3	5,3	5,5	5,7	5,6	5,1	5,1	5,3
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>165,1</b>	<b>166,9</b>	<b>169,2</b>	<b>167,5</b>	<b>172,5</b>	<b>174,2</b>	<b>171,3</b>	<b>169,2</b>	<b>170,7</b>	<b>172,8</b>

Notes:

<sup>1</sup> Inclut le transport public à partir de l'année 2016

<sup>2</sup> Inclut le transport public jusqu'à l'année 2015

**TABLEAU 3.8 :**  
**HISTORIQUE DES VENTES NORMALISÉES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Résidentiel et agricole	62,7	62,2	63,9	65,1	65,1	65,5	64,3	65,2	65,8	66,6
Commercial et institutionnel <sup>1</sup>	34,4	34,7	33,9	34,3	35,2	35,6	35,8	36,8	37,2	38,4
Industriel PME	8,7	8,7	9,4	9,1	8,8	8,7	8,6	8,6	8,6	8,6
Industriel grandes entreprises	54,7	59,8	58,2	56,9	56,9	55,7	54,2	53,6	53,7	50,3
Réseaux municipaux et Éclairage public <sup>2</sup>	5,2	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,5	5,1	5,1	5,2
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>165,6</b>	<b>170,6</b>	<b>170,8</b>	<b>170,8</b>	<b>171,5</b>	<b>171,1</b>	<b>168,5</b>	<b>169,4</b>	<b>170,3</b>	<b>169,0</b>

Notes:

<sup>1</sup> Inclut le transport public à partir de l'année 2016

<sup>2</sup> Inclut le transport public jusqu'à l'année 2015

**TABLEAU 3.9 :  
HISTORIQUE DES VENTES NORMALISÉES AJUSTÉES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Résidentiel et agricole</i>	62,7	62,1	63,6	64,8	65,1	65,2	64,4	65,4	65,7	66,6
<i>Commercial et institutionnel</i> <sup>1</sup>	34,4	34,6	34,4	34,7	35,1	35,5	35,7	36,8	37,1	38,4
<i>Industriel PME</i>	8,7	8,8	9,3	9,1	8,8	8,7	8,6	8,6	8,6	8,6
<i>Industriel grandes entreprises</i>	54,7	59,8	58,2	56,9	56,9	55,7	54,2	53,6	53,7	50,3
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i> <sup>2</sup>	5,2	5,2	5,3	5,4	5,5	5,6	5,5	5,1	5,1	5,2
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>165,6</b>	<b>170,6</b>	<b>170,8</b>	<b>170,9</b>	<b>171,3</b>	<b>170,8</b>	<b>168,4</b>	<b>169,5</b>	<b>170,2</b>	<b>169,1</b>

Notes:

<sup>1</sup> Inclut le transport public à partir de l'année 2016

<sup>2</sup> Inclut le transport public jusqu'à l'année 2015

**TABLEAU 3.10 :  
PRÉVISION DES VENTES NORMALISÉES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION**

En TWh	2019 <sup>1</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<i>Résidentiel et agricole</i>	67,0	67,7	67,8	68,2	68,5	69,2	69,3	69,7	70,1	70,8	70,8
<i>Commercial et institutionnel</i>	39,0	40,4	42,7	44,2	45,0	45,7	45,7	44,9	44,8	45,4	45,4
<i>Industriel PME</i>	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,7	8,7	8,7	8,7
<i>Industriel grandes entreprises</i>	51,3	55,0	55,2	55,1	55,0	54,9	54,6	53,7	53,5	53,4	53,1
<i>Réseaux municipaux et Éclairage public</i>	5,4	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3	5,7	5,8	5,8
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>171,4</b>	<b>177,2</b>	<b>180,7</b>	<b>183,1</b>	<b>184,2</b>	<b>185,5</b>	<b>185,2</b>	<b>183,3</b>	<b>182,8</b>	<b>184,1</b>	<b>183,8</b>

Notes:

<sup>1</sup> Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

**TABLEAU 3.11 :  
HISTORIQUE DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE EN EFFICACITÉ  
ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR**

En TWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Secteurs</b>										
<i>Résidentiel</i>	0,4	0,4	0,4	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>Commercial</i>	0,3	0,2	0,2	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,2
<i>Industriel</i>	0,2	0,4	0,4	0,5	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1
<b>TOTAL</b>	<b>0,9</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,1</b>	<b>0,6</b>	<b>0,5</b>	<b>0,6</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>

**TABLEAU 3.12 :  
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN ÉNERGIE EN EFFICACITÉ  
ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR**

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Secteurs</b>											
<i>Résidentiel</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>Commercial</i>	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<i>Industriel</i>	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>Total</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>	<b>0,5</b>

**TABLEAU 3.13 :  
PRÉVISION DES CONTRIBUTIONS ANNUELLES EN PUISSANCE EN EFFICACITÉ  
ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR**

<i>En MW</i>	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<i>Total</i>	90	90	93	96	99	102	102	102	102	102	102

**TABLEAU 3.14 :  
HISTORIQUE DES BESOINS EN ÉNERGIE RÉELS**

<i>En TWh</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Total</i>	177,8	180,4	182,7	181,2	186,8	187,5	184,6	182,5	183,8	186,0

**TABLEAU 3.15 :  
HISTORIQUE DES BESOINS EN ÉNERGIE NORMALISÉS**

<i>En TWh</i>	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Total</i>	178,4	184,7	184,6	184,6	185,6	184,0	181,2	182,5	183,3	181,6

**TABLEAU 3.16 :**  
**COMPARAISON DE LA PRÉVISION DES VENTES PAR SECTEUR DE CONSOMMATION PAR RAPPORT À**  
**L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2018 ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

En TWh	2016 <sup>1</sup>	2017 <sup>1</sup>	2018 <sup>1</sup>	2019 <sup>2</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Résidentiel et agricole</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	65,2	65,8	66,6	67,0	67,7	67,8	68,2	68,5	69,2	69,3	69,7
<i>État d'avancement 2018</i>	65,4	65,8	66,3	66,5	67,3	67,4	67,8	68,2	68,9	68,9	69,4
<i>Écart</i>	-0,2	0,0	0,3	0,5	0,3	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	64,8	65,1	65,6	66,1	67,0	67,2	67,7	68,1	68,7	68,7	69,0
<i>Écart</i>	0,4	0,7	1,0	0,9	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,7
<b>Commercial et institutionnel</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	36,8	37,2	38,4	39,0	40,4	42,7	44,2	45,0	45,7	45,7	44,9
<i>État d'avancement 2018</i>	36,7	37,2	38,1	38,5	41,7	42,8	43,4	43,9	44,4	42,1	42,4
<i>Écart</i>	0,1	0,0	0,3	0,4	-1,3	-0,1	0,8	1,2	1,3	3,6	2,4
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	36,5	36,7	36,9	37,2	37,6	37,7	38,0	38,3	38,8	38,9	39,2
<i>Écart</i>	0,3	0,4	1,4	1,8	2,8	5,0	6,2	6,7	6,9	6,8	5,7
<b>Industriel PME</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,7
<i>État d'avancement 2018</i>	8,6	8,6	8,6	8,5	8,6	8,5	8,5	8,5	8,6	8,6	8,6
<i>Écart</i>	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,6	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
<i>Écart</i>	0,0	-0,1	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,2	0,1	0,2
<b>Industriel grandes entreprises</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	53,6	53,7	50,3	51,3	55,0	55,2	55,1	55,0	54,9	54,6	53,7
<i>État d'avancement 2018</i>	53,6	53,7	50,2	54,4	54,7	55,1	55,3	55,2	55,3	55,1	53,8
<i>Écart</i>	0,0	0,0	0,0	-3,1	0,2	0,1	-0,2	-0,2	-0,4	-0,5	0,0
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	53,4	53,0	53,7	54,1	54,4	53,2	53,3	53,5	53,8	53,8	53,9
<i>Écart</i>	0,2	0,7	-3,5	-2,8	0,6	2,0	1,8	1,5	1,1	0,8	-0,2
<b>Réseaux municipaux et Éclairage public</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	5,1	5,1	5,2	5,4	5,6	6,4	7,0	7,0	7,1	7,1	6,3
<i>État d'avancement 2018</i>	5,1	5,1	5,1	5,1	6,9	6,9	7,0	7,0	7,0	5,3	5,3
<i>Écart</i>	0,0	0,0	0,1	0,3	-1,4	-0,6	0,1	0,1	0,1	1,8	1,0
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	5,1	5,1	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,5
<i>Écart</i>	0,0	-0,1	0,0	0,2	0,3	1,1	1,7	1,7	1,7	1,7	0,9
<b>Ventes régulières au Québec</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	169,4	170,3	169,0	171,4	177,2	180,7	183,1	184,2	185,5	185,2	183,3
<i>État d'avancement 2018</i>	169,4	170,3	168,4	173,2	179,3	180,8	182,0	182,8	184,1	180,0	179,5
<i>Écart</i>	0,0	0,0	0,6	-1,8	-2,1	-0,1	1,1	1,4	1,4	5,3	3,8
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	168,5	168,6	170,1	171,2	172,8	171,9	172,9	173,8	175,2	175,3	176,1
<i>Écart</i>	0,9	1,7	-1,0	0,1	4,4	8,7	10,3	10,4	10,3	9,9	7,2

**Notes:**
<sup>1</sup> Ventes publiées, normalisées pour les conditions climatiques

<sup>2</sup> Inclut les ventes publiées de janvier à juillet 2019, normalisées pour les conditions climatiques

**TABLEAU 3.17 :**  
**COMPARAISON DU TAUX DE PERTES GLOBALES, DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION NORMALISÉ**  
**PAR RAPPORT À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2018 ET**  
**AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

En %	2016 <sup>1</sup>	2017 <sup>1</sup>	2018 <sup>1</sup>	2019 <sup>1</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Taux de pertes globales</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	7,6%	7,6%	7,3%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%	7,4%
<i>État d'avancement 2018</i>	7,4%	7,5%	7,3%	7,4%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%	7,5%
<i>Écart</i>	0,2%	0,1%	0,0%	-0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,1%	-0,1%
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	7,4%	7,3%	7,4%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%	7,3%
<i>Écart</i>	0,1%	0,3%	-0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
<b>Taux de pertes de transport</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	n.d.	n.d.	n.d.	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%	5,3%
<i>État d'avancement 2018</i>	n.d.	n.d.	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%	5,4%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%	-0,1%
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	6,0%	6,0%	6,0%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%	5,8%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-0,5%
<b>Taux de pertes de distribution</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	n.d.	n.d.	n.d.	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%
<i>État d'avancement 2018</i>	n.d.	n.d.	1,8%	1,9%	2,0%	1,9%	1,9%	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	1,3%	1,2%	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
<i>Écart</i>	n.d.	n.d.	n.d.	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%	0,6%

Notes:

<sup>1</sup> Taux de pertes normalisés pour les conditions climatiques

**TABLEAU 3.18 :**  
**COMPARAISON DE LA PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE PAR RAPPORT**  
**À L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2018 ET AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026**

En TWh	2016 <sup>1</sup>	2017 <sup>2</sup>	2018 <sup>2</sup>	2019 <sup>3</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
<b>Consommation visée par le Plan</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	169,7	170,4	169,3	184,2	177,4	180,9	183,4	184,5	185,8	185,5	183,8
<i>État d'avancement 2018</i>	169,6	170,4	168,7	173,4	179,4	180,9	182,1	182,9	184,3	180,1	179,6
<i>Écart</i>	0,1	0,0	0,6	10,9	-2,0	0,0	1,3	1,6	1,6	5,5	4,1
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	168,7	168,8	170,2	171,4	172,9	172,0	172,9	173,8	175,3	175,4	176,2
<i>Écart</i>	1,0	1,6	-1,0	12,8	4,5	8,9	10,5	10,7	10,5	10,1	7,6
<b>Pertes de distribution et de transport</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	12,9	12,9	12,3	12,6	13,2	13,4	13,6	13,7	13,8	13,7	13,6
<i>État d'avancement 2018</i>	12,6	12,7	12,2	12,8	13,4	13,5	13,6	13,6	13,7	13,4	13,4
<i>Écart</i>	0,3	0,2	0,0	-0,2	-0,2	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,2
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	12,6	12,3	12,5	12,5	12,6	12,5	12,6	12,6	12,8	12,8	12,8
<i>Écart</i>	0,3	0,6	-0,3	0,2	0,6	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8
<b>Besoins visés par le Plan</b>											
<i>Plan d'approvisionnement 2020-2029</i>	182,5	183,3	181,6	184,2	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4
<i>État d'avancement 2018</i>	182,2	183,1	180,9	186,2	192,8	194,4	195,7	196,5	198,0	193,5	193,0
<i>Écart</i>	0,4	0,2	0,6	-2,0	-2,3	-0,1	1,3	1,7	1,6	5,8	4,4
<i>Plan d'approvisionnement 2017-2026</i>	181,2	181,1	182,8	183,9	185,5	184,5	185,5	186,5	188,1	188,2	189,0
<i>Écart</i>	1,3	2,2	-1,2	0,4	5,1	9,8	11,5	11,7	11,6	11,1	8,4

Notes:

<sup>1</sup> Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2016 pour le Plan d'approvisionnement 2017-2026

<sup>2</sup> Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2016 à 2018 pour l'état d'avancement 2018.

<sup>3</sup> Valeurs normalisées pour les conditions climatiques pour les années 2016 à 2019 du Plan d'approvisionnement 2020-2029



**TABLEAU 3.19 :**  
**PRÉVISION DES VENTES ANNUELLES DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS**

En TWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Développement de marchés</b>											
Centres de données	0,6	0,8	1,0	1,3	1,6	2,0	2,3	2,7	2,9	3,1	3,1
Chaînes de blocs	1,0	1,7	4,2	5,4	5,4	5,2	4,7	2,5	1,4	1,4	1,4
Serres	0,3	0,4	0,7	1,0	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
<b>Total</b>	<b>1,9</b>	<b>3,0</b>	<b>5,9</b>	<b>7,6</b>	<b>8,1</b>	<b>8,4</b>	<b>8,2</b>	<b>6,4</b>	<b>5,5</b>	<b>5,7</b>	<b>5,7</b>

**TABLEAU 3.20 :**  
**PRÉVISION DE LA CONTRIBUTION À LA POINTE D'HIVER DU DÉVELOPPEMENT DE MARCHÉS**

En MW	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>Développement de marchés</b>											
Centres de données	85	106	122	158	205	251	298	344	386	416	427
Chaînes de blocs	100	190	395	718	718	718	669	505	182	182	182
Serres	77	88	131	184	230	246	253	256	258	258	258
<b>Total</b>	<b>262</b>	<b>384</b>	<b>649</b>	<b>1 060</b>	<b>1 153</b>	<b>1 214</b>	<b>1 220</b>	<b>1 105</b>	<b>826</b>	<b>856</b>	<b>867</b>

**TABLEAU 3.21 :**  
**HISTORIQUE DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGES**

En MW	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018
<b>Usages</b>										
Chauffage des locaux Résidentiel	12 766	13 027	13 235	13 432	13 568	13 756	13 716	13 648	13 715	13 803
Chauffage des locaux Commercial	3 039	3 128	3 192	3 276	3 346	3 402	3 446	3 490	3 516	3 550
Eau chaude Résidentiel	1 740	1 766	1 804	1 835	1 862	1 883	1 893	1 905	1 912	1 928
Industriel	8 590	8 584	8 862	8 538	8 707	8 405	8 377	8 212	8 302	8 265
Centres de données	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	41	55	67
Blockchain	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	6	7	31
Serres	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	32	47	63
Véhicules électriques	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	7	11	19
Photovoltaïque	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres usages	9 554	9 544	9 736	9 959	9 914	10 074	10 255	10 370	10 199	10 219
<b>Besoins réguliers du Distributeur</b> <i>(Besoins visés par le Plan)</i>	<b>35 690</b>	<b>36 050</b>	<b>36 830</b>	<b>37 040</b>	<b>37 397</b>	<b>37 519</b>	<b>37 687</b>	<b>37 711</b>	<b>37 764</b>	<b>37 945</b>

Notes:

- 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 3.22 :**  
**PRÉVISION DES BESOINS EN ÉNERGIE POUR LES SCÉNARIOS FAIBLE ET FORT**

En TWh	2019 <sup>1</sup>	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
<b>Besoins visés par le Plan</b>											
Scénario fort	184,8	194,4	199,0	202,3	203,8	205,6	205,6	205,9	206,3	208,3	208,3
Scénario faible	182,6	186,7	189,7	191,7	192,5	193,7	193,0	188,9	187,3	188,0	187,5

Notes:

<sup>1</sup> Incluant les besoins réels de janvier à juillet 2019 normalisés pour les conditions climatiques.

**TABLEAU 3.23 :  
PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER  
POUR LES SCÉNARIOS FAIBLE ET FORT**

<i>En MW</i>	2018- 2019 <sup>1</sup>	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<b>Besoins en puissance à la pointe d'hiver</b>											
<i>Scénario fort</i>	37 972	39 510	40 376	41 205	41 656	42 020	42 432	42 662	42 726	43 064	43 365
<i>Scénario faible</i>	37 972	38 057	38 602	39 187	39 443	39 610	39 679	39 616	39 402	39 510	39 680

**Notes:**

<sup>1</sup> 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 3.24 :  
EFFACEMENT DE LA BIÉNERGIE RÉSIDENIELLE**

<i>En MW</i>	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
<i>Effacement biénergie résidentielle</i>	530	510	490	470	460	440	420	400	390	370	350