**Rapport d'analyse sur le contexte énergétique post-2021 au Québec**

---

Pour l'Institut du Québec (IDQ)

Par Pascal Cormier, Économiste en énergie (PCEE)

Mai 2022

PASCAL CORMIER
Économiste en énergie | Energy Economist

4299, avenue de Lorimier | Montréal (QC) H2H 2A9 | T : 514-909-8238
mr.pascal.cormier@gmail.com

# Table des matières

1. Structure organisationnelle du marché de l'électricité au Québec .....5
2. Composantes des besoins en électricité .....7
2.1. Demande en énergie .....7
2.1.1. Demande en énergie de la charge locale .....8
2.1.1.1. Analyse historique de la demande de la charge locale .....8
2.1.1.2. Prévision des ventes de la charge locale du Distributeur .....10
2.1.2. Besoins externes (exportations d'électricité) .....12
2.1.2.1. Entente avec les distributeurs du Massachusetts .....14
2.1.2.2. Entente avec le NYSERDA .....16
2.1.2.3. Autres opportunités pour le développement des exportations d'Hydro-Québec .17
2.2. Demande en puissance de la charge locale .....18
2.2.1. Historique et prévisions du Distributeur des besoins en puissance, par usage .....19
2.3. Demande (obligation) en puissance à l'externe .....21
3. Prévisions du Distributeur (puissance et énergie) .....22
3.1. Prévision des besoins en énergie .....22
3.2. Prévision des besoins en puissance .....32
4. Ressources en énergie et en puissance d'Hydro-Québec .....34
4.1. Ressources en énergie .....34
4.2. Ressources en puissance .....38
4.2.1. Ressources en puissance du Producteur .....39
4.2.2. Ressources en puissance du Distributeur .....40
4.3. Potentiel de développement (énergie et puissance) .....41
5. Équilibre offre-demande d'Hydro-Québec (bilan en énergie et en puissance) .....43
5.1. Bilan en énergie du Producteur .....44
5.3. Autres facteurs à considérer lorsque l'on analyse les exportations d'électricité .....48
6. Impact environnemental de l'utilisation de l'électricité .....49
6.1. Émissions de $CO_2$ résultant de la production d'électricité dans l'État de New York et en Nouvelle-Angleterre .....50

**6.2. Exemple de l'impact environnemental découlant de l'exportation d'aluminium québécois 56**

**6.3. Autres secteurs d'activités industriels pouvant avoir un impact positif sur la décarbonation ..... 62**

**6.3.1. Production en serres ..... 62**

**6.3.2. Hydrogène vert ..... 65**

**6.3.3. Centres de données et centres de calculs utilisant les chaînes de blocs ..... 66**

**6.4. Décarbonation du chauffage des espaces ..... 67**

**6.5. Électrification des transports ..... 70**

**6.6. Tableau récapitulatif ..... 73**

**7. Conclusion ..... 76**

## Introduction

L'Institut du Québec a mandaté PCEE pour produire un portrait et une analyse du contexte énergétique québécois, notamment sur la disponibilité en électricité pour les années à venir, en tenant compte des orientations actuelles et futures d'attribution d'électricité dans la province.

Cette étude présente une perspective sur les principaux et les nouveaux secteurs de demande en électricité au Québec, ainsi qu'une estimation quantitative de la demande en électricité et de l'offre. Elle documente les sources d'approvisionnement, incluant les renouvellements des contrats d'approvisionnement pour les alumineries au Québec et, potentiellement, d'octrois de blocs d'énergie pour la croissance de la production d'aluminium primaire au Québec.

L'étude tient compte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre du gouvernement du Québec et leurs impacts sur le prix et la disponibilité d'énergie électrique dans la province.

Afin de répondre aux objectifs visés par ce document, nous allons tenter de bien comprendre l'évolution du marché de l'électricité d'ici 2045.

Pour ce faire, nous allons tout d'abord rappeler le contexte réglementaire qui encadre le marché de l'électricité au Québec.

Nous allons par la suite analyser les principaux éléments qui composent la demande et l'offre d'électricité au Québec. Cette analyse prospective inclut une analyse et une critique détaillées de la prévision de la demande d'électricité effectuée par Hydro-Québec.

Nous allons également passer en revue les différentes options de production pour répondre à la hausse prévue des besoins en électricité au Québec.

Enfin, nous allons clore notre analyse en représentant sous forme de bilans l'équilibre offre/demande pour les besoins en énergie et pour les besoins en puissance du Québec.

## 1. Structure organisationnelle du marché de l'électricité au Québec[1]

Avant d'analyser les facteurs qui composent la demande et l'offre d'électricité, il importe de rappeler les grandes lignes du cadre réglementaire en vigueur au Québec.

En 1996, la Federal Regulatory Energy Commission (FERC) des États-Unis a émis l'ordonnance 888 (FERC Order No. 888[2]) ayant pour objectif de réformer les marchés de l'électricité aux États-Unis.

Cette réforme a pour objectif de promouvoir la compétition dans les marchés de gros de l'électricité aux États-Unis. Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée aux clients (particuliers ou entreprises) via le réseau.

L'ordonnance 888 identifie une série de mesures en vue d'un accès non discriminatoire aux différents réseaux de transport d'électricité sur tout le territoire des États-Unis, afin de diversifier l'offre d'électricité au bénéfice des consommateurs.

L'ordonnance s'applique également aux réseaux de transport situés dans les juridictions voisines (Canada et Mexique) quand ceux-ci appartiennent à des entreprises qui souhaitent obtenir un permis[3] pour vendre des produits énergétiques (énergie, puissance, services auxiliaires) aux États-Unis.

La FERC doit alors autoriser la livraison d'un permis à un vendeur ayant un ou des affilié(s) offrant des services de transport d'électricité sur le marché américain.

Pour pouvoir œuvrer dans le marché américain, le Québec est donc appelé à offrir la réciprocité en matière de transport d'électricité, c'est-à-dire des conditions commerciales équivalentes à celles prévalant sur ses marchés d'exportation.

Afin de répondre à cette exigence de réciprocité, le gouvernement du Québec met sur pied la Régie de l'énergie en 1997. Sa création répond

[1] En 2021, Hydro-Québec a adopté une nouvelle structure organisationnelle faisant disparaître les divisions Production, Transport et Distribution.
[2] https://www.ferc.gov/industries-data/electric/industry-activities/open-access-transmission-tariff-oatt-reform/history-oatt-reform/order-no-888
[3] FERC Market-Bases Rates (https://www.ferc.gov/power-sales-and-markets/electric-market-based-rates)

directement aux exigences de l'ouverture du marché de gros nord-américain de l'électricité à la concurrence.

C'est dans ce contexte qu'en 1997 Hydro-Québec crée la division TransÉnergie, qui a pour mission d'assurer un accès non discriminatoire au réseau de transport d'électricité du Québec pour l'ensemble des acteurs du marché, incluant Hydro-Québec.

Tel qu'indiqué, cette restructuration est nécessaire pour que les autorités de réglementation aux États-Unis permettent à Hydro-Québec d'acheter et de vendre de l'électricité sur les marchés voisins. Cette condition étant remplie, la FERC autorise Hydro-Québec, à travers sa filiale américaine (HQUS), à participer aux marchés de gros de l'électricité.

Quant à la Régie, sa compétence est de fixer les tarifs et les conditions auxquels l'électricité est transportée par le transporteur d'électricité ou distribuée par le distributeur d'électricité.

En 2000, Hydro-Québec confirme la séparation fonctionnelle de ses activités de production, de transport et de distribution.

En parallèle, en 2000, le gouvernement procède à une modification de la *Loi sur la Régie de l'énergie*. Il décide de retirer de l'autorité de la Régie les activités de production d'Hydro-Québec. Le gouvernement crée un bloc d'électricité patrimoniale totalisant 165 TWh (178,9 TWh incluant les pertes de transport) correspondant à l'ensemble de l'offre d'énergie offerte par les ressources d'Hydro-Québec en 1998[4].

Le gouvernement décide également que tout approvisionnement de long terme en énergie ou en puissance excédant l'offre patrimoniale devra se faire par une procédure d'appels d'offres soumis à l'approbation de la Régie de l'énergie du Québec. Hydro-Québec dans ses activités de production (Hydro-Québec Production, **« le Producteur »**) pourra participer à ces appels d'offres, en concurrençant d'autres producteurs situés au Québec ou sur les réseaux voisins.

Conséquemment, l'analyse du marché de l'électricité doit se faire en considérant l'impact de cette séparation fonctionnelle d'Hydro-Québec, avec

[4] http://www.regie-energie.qc.ca/regie/Decrets/Decret_1277-2001_24oct01.pdf

chacune des divisions jouant un rôle précis dans le marché de l'électricité du Québec.

## 2. Composantes des besoins en électricité

Afin de pouvoir bien apprécier l'état du marché de l'électricité au Québec, il faut d'abord bien comprendre les éléments qui composent la demande en électricité.

Celle-ci est constituée :

- d'une composante **énergie,** soit le volume d'électricité requis pour répondre à la demande sur une certaine *durée*. Elle s'exprime en térawattheures (TWh) par année ;

- et d'une composante **puissance**, soit un volume d'électricité requis pour répondre à la pointe annuelle de consommation du réseau à un instant donné. Elle s'exprime en mégawatts (MW). La pointe d'électricité au Québec se produit en général en décembre, janvier et février, par temps froid, donc pour répondre à des besoins importants de chauffage.

Nous allons produire une analyse spécifique de la demande pour chacune de ces composantes (énergie et puissance).

### 2.1. Demande en énergie

La demande en énergie consiste à établir le volume d'électricité nécessaire à répondre aux besoins du Québec pour une période spécifique. Compte tenu de la structure du marché québécois, où les besoins de la charge locale sont fournis par un seul distributeur[5] (HQD, ou le Distributeur), réglementé par le régulateur provincial (la Régie de l'énergie), nous traitons la demande interne séparément de celle provenant des clients situés à l'extérieur du Québec, qui est une activité non réglementée sous le contrôle de HQP, ou du Producteur.

[5] Il existe 10 redistributeurs d'électricité qui sont clients d'Hydro-Québec (https://areq.org)

### 2.1.1. Demande en énergie de la charge locale

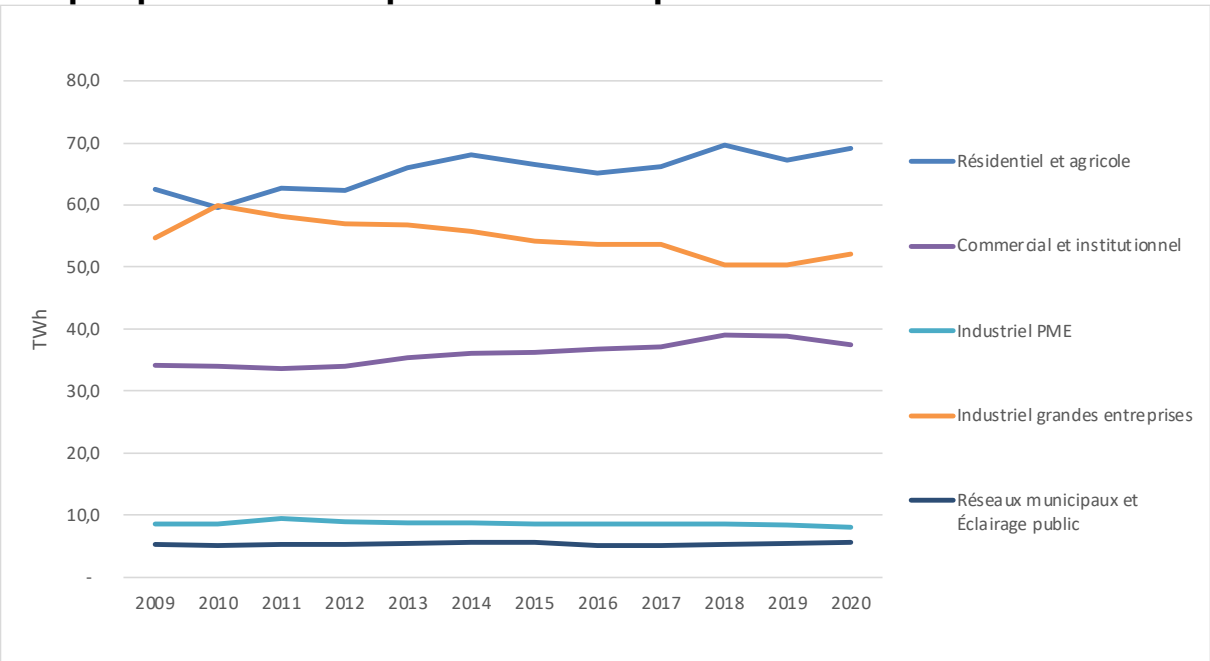
Compte tenu du développement historique des ressources hydroélectriques abondantes à faible coût, le Québec est caractérisé par une consommation en électricité par habitant très élevée.

À titre illustratif, pour une population deux fois moins grande que celle de l'État de New York, la consommation d'électricité du Québec est 1,15 fois plus importante que la consommation new-yorkaise. Cela s'explique en partie par une utilisation de l'électricité pour le chauffage des espaces, ainsi que par des ventes substantielles au secteur industriel. Dans l'État de New York, le chauffage se fait essentiellement avec du gaz naturel.

#### 2.1.1.1. Analyse historique de la demande de la charge locale

Le graphique 1 ci-dessous montre l'évolution historique de la demande par secteur d'activité, sur la période 2009-2020 :

**Graphique 1 : Historique des ventes par secteur de consommation**



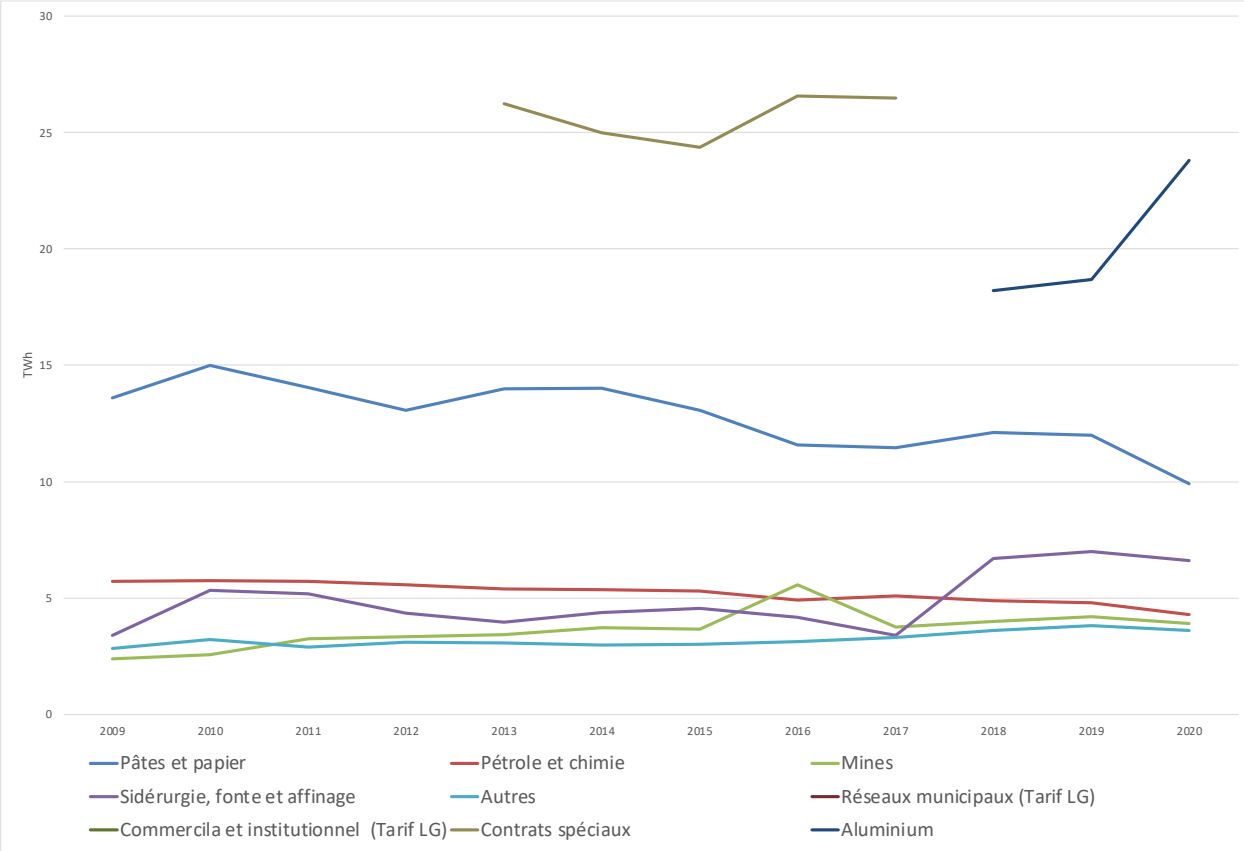

Source : Hydro-Québec, *Plan d'approvisionnement 2020-2029,* novembre 2021.

L'évolution historique des ventes d'électricité sur la période 2009-2020 affiche une tendance à la baisse pour le secteur Grandes entreprises, qui s'explique en bonne partie par la décroissance du secteur des pâtes et

papier. Entre 2000 et 2018, la consommation de papier journal en Amérique du Nord est passée de 12 millions de tonnes à trois millions.

Les secteurs résidentiel et commercial ont, quant à eux, connu une progression constante, qui s'explique par une tertiarisation accrue de l'économie, jumelée à une croissance économique soutenue.

**Graphique 2 : Historique des ventes par secteur industriel**




Sources : HQD, *Plan d'approvisionnement et dossiers tarifaires*, 2021.

Le graphique 2 montre l'évolution des ventes d'électricité sur la période 2009-2020 pour les principaux secteurs industriels au Québec.

On note que la hausse de consommation des secteurs de la sidérurgie et des mines ne compense pas l'importante baisse du secteur des pâtes et papier.

De plus, en assumant que la presque totalité des ventes effectuées par le truchement de contrats spéciaux est associée aux alumineries, on note une consommation en légère baisse.

Cela peut s'expliquer par les fluctuations de l'autoproduction ainsi que par une stabilité dans les capacités productrices d'aluminium sur la période analysée. Finalement, la baisse de consommation observée entre les années 2017 et 2020 s'explique par un conflit de travail dans une importante aluminerie.

#### 2.1.1.2. Prévision des ventes de la charge locale du Distributeur

Dans sa plus récente prévision[6], HQD prévoit une hausse de ses ventes de 20 TWh, ou l'équivalent de 12 % de ses ventes de 2019, sur la période 2019-2029.

HQD explique cette hausse par les facteurs suivants :

- Croissance naturelle (économie, démographie, etc.) : +6,9 TWh
- Conversion des bâtiments (offre biénergie sous examen par la Régie) : +3,2 TWh
- Secteurs en expansion (centres de données, chaîne de blocs, hydrogène, serres, etc.) : +6,5 TWh
- Autoproduction (solaire photovoltaïque) : -0,4 TWh
- Électrification des transports : +3,9 TWh.

Nous constatons qu'une portion importante de cette croissance est associée à des facteurs qui comportent un niveau d'incertitude important.

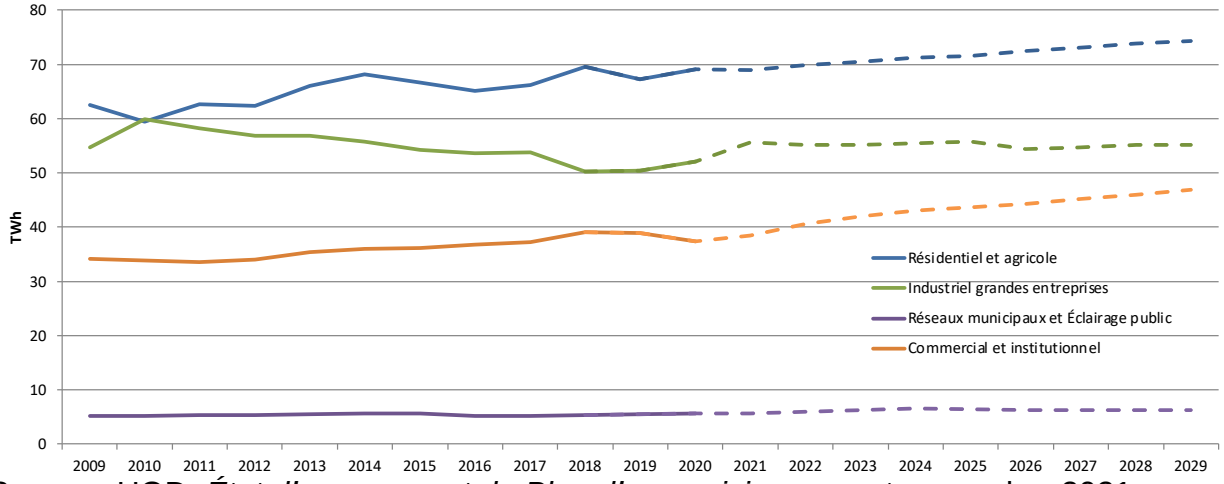
-Les secteurs en expansion, qui représentent un tiers de la croissance prévue, sont liés à du développement industriel d'importance, qui repose sur plusieurs enjeux spécifiques à chaque industrie. Or, ces enjeux comportent un haut niveau d'incertitude (par exemple, prix du Bitcoin, évolution de la performance des serveurs, profondeur du marché de l'hydrogène, etc.).

-La hausse de consommation de 3,2 TWh liée à la conversion des bâtiments est également incertaine, puisqu'elle assume que la proposition du programme biénergie soit acceptée par la Régie et que, le cas échéant, la très grande majorité des clients visés adhéreront au programme.

[6] État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2020-2029 , novembre 2021.

Le graphique 3 ci-dessous représente la prévision du Distributeur pour ses principales catégories de clients.

**Graphique 3 : Prévision des ventes du Distributeur**




Source : HQD, *État d'avancement du Plan d'approvisionnement*, novembre 2021.

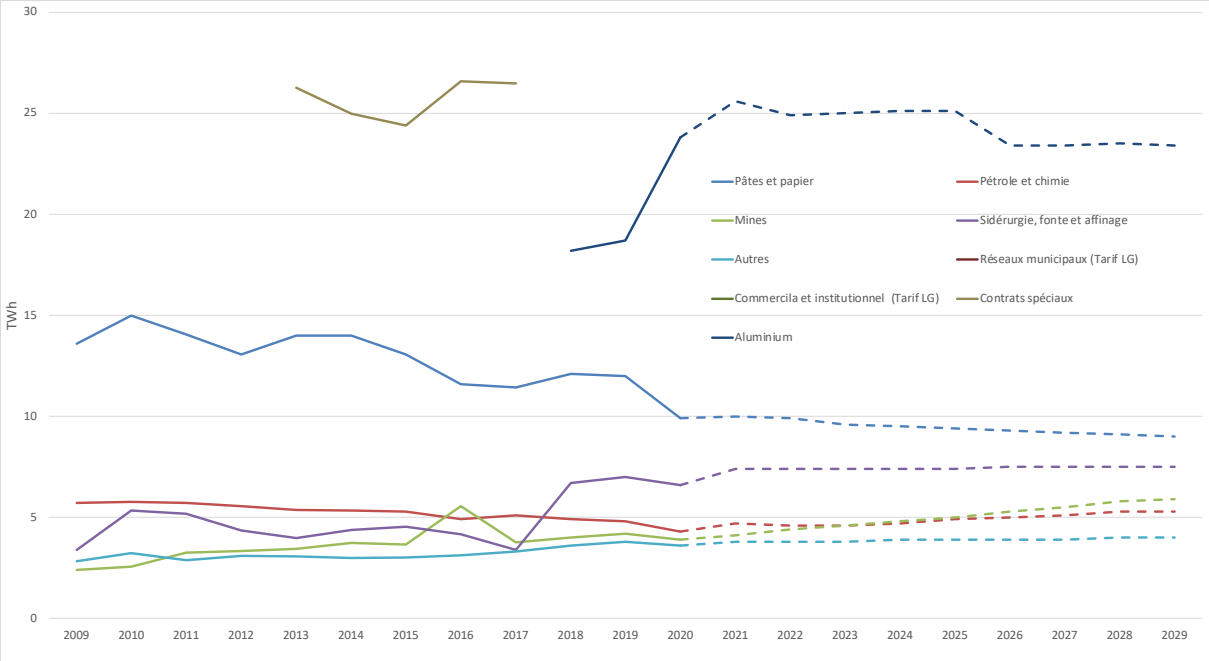
Le Distributeur anticipe que la hausse de la demande proviendra des clients résidentiels et du secteur commercial/institutionnel.

La hausse prévue de l'utilisation de l'électricité est également liée aux objectifs de décarbonation du gouvernement du Québec ainsi qu'au développement de nouveaux secteurs commerciaux.

On note également que le Distributeur prévoie une demande stable du secteur des grandes industries.

Le graphique 4 ci-dessous représente les prévisions par types d'industrie.

**Graphique 4 : Prévision des ventes par secteur industriel**




Source : HQD, *État d'avancement du plan d'approvisionnement*, novembre 2021.

La baisse des ventes au secteur des pâtes et papier est compensée par une hausse envisagée des ventes aux secteur mines et sidérurgie et, dans une moindre mesure, au secteur pétrole et chimie.

HQD prévoit également une baisse des ventes au secteur de l'aluminium, de l'ordre de 1,7 TWh en 2026.

En s'appuyant sur les estimations de l'Association de l'aluminium du Canada (AAC) fournies à PCEE, nous allons **ajuster à la hausse la prévision de la demande** en considérant un maintien de la demande de 2025 pour les années subséquente

### 2.1.2. Besoins externes (exportations d'électricité)

Outre les besoins internes que nous venons de couvrir, les besoins externes représentent une part importante de la fourniture d'électricité d'Hydro-Québec.

À titre d'exemple, en 2020, les exportations nettes ont totalisé 35,6 TWh comparativement aux besoins de la charge locale de 175,2 TWh, pour un approvisionnement global de 210,8 TWh.

**Demande à la pointe (Hiver 2021-2022)**
40 537 MW

**Exportations nettes (2021)**
35.6 TWh
Prix moyen des exportation nettes: 4,1 ¢/kWh

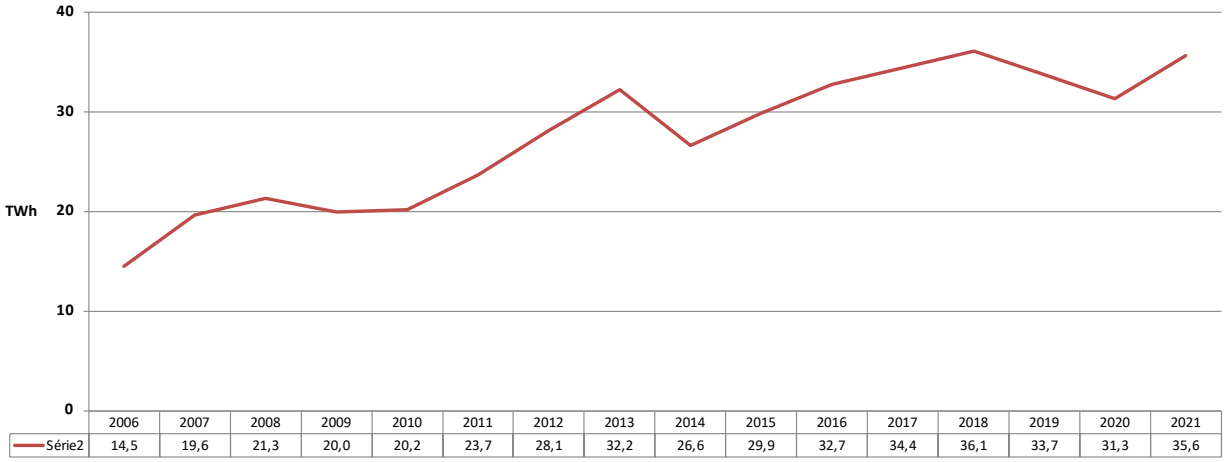
**Ventes au Québec (2021)**
175,2 TWh

**Approvisionnements d'HQD (2020)**
- Bloc patrimonial : 167.04 TWh
- Post-patrimonial - HQP: 2.92 TWh
- Post-patrimonial - Autre : 13.89 TWh
- Total: 183.86 TWh

Ainsi, les exportations ont représenté 17 % des ventes d'Hydro-Québec en 2021.

Le graphique 5 montre l'évolution des exportations de 2006 à 2021.

**Graphique 5 : Exportations d'Hydro-Québec sur la période 2006-2021**




Source : Rapports annuels d'Hydro-Québec.

Les exportations ont été en moyenne supérieures à 30 TWh au cours des 10 dernières années.

La hausse des exportations observées à partir de 2010 s'explique en partie par l'existence d'électricité patrimoniale inutilisée, à un volume d'approximativement 10 TWh au cours des dernières années.

Jusqu'en 2021, la vaste majorité des exportations ont été sur une base non ferme, donc sur le marché de court terme (spot).

Cela a offert au Producteur une flexibilité opérationnelle limitant les contraintes d'approvisionnement de la charge locale en période de pointe hivernale.

Toutefois, comme on peut le constater à la lecture du tableau 1, Hydro-Québec compte raffermir ses engagements à l'exportation, ce qui entraînera une *réduction* de l'énergie disponible en provenance des ressources d'Hydro-Québec Production pour répondre aux besoins québécois. Les possibilités en matière d'importation demeurent toutefois disponibles.

**Tableau 1 : Ententes d'exportation**

| Nom de la contrepartie | Date d'expiration | Puissance maximale (MW) | Livraison maximale par année (TWh) |
|---|---|---|---|
| **Ententes existantes** | | | |
| **Cornwall Electric - Canada** | 2030 | 145 | 0,6 |
| **Massachusetts Municipal Wholsale Electric Company** | 2025 | 15 | 0,1 |
| **New Brunswick Power Corporation** | 2040 | nd | 4,5 |
| **Ontario IESO** | 2023 | nd | 2 |
| **Vermont power distributors** | 2038 | 225 | 1,3 |
| **Total - Ententes existantes** | | **385** | **8,5** |
| **Entente potentielle à confirmer** | | | |
| **Massachusset** | 2045 | 1089 | 9,45 |
| **- Obligation contractuelle de maintenir le niveau d'exportation historique** | | | 9,45 |
| **NYSERDA** | 2050 | 1250 | 10,45 |
| **Total - Ententes potentielles** | | **2339** | **29,35** |
| **Total - Entente existante et potentielle** | | **2724** | **37,85** |

Source : UNITED STATES, SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION Washington, D.C. 20549, FORM 18-K, Annual Report of Hydro-Québec, December 31, 2020. Le prochain rapport sera disponible en avril 2022.

Les engagements existants, en vigueur après 2030, représentent 5,8 TWh. Ces engagements pourraient toutefois augmenter d'un volume de 29,35 TWh si les ententes avec le Massachusetts et le NYSERDA se concrétisent.

#### 2.1.2.1. Entente avec les distributeurs du Massachusetts

En mars 2017, les distributeurs desservant le Massachusetts ont conjointement publié un appel d'offres pour obtenir 9,45 TWh d'énergie renouvelable par année pour des périodes de 15 à 20 ans.

En janvier 2018, le projet Northern Pass d'Hydro-Québec a été sélectionné. Toutefois, en février 2018, le comité d'évaluation environnementale du New Hampshire, où devait transiter la ligne de plus de 300 km vers les clients, a refusé ce projet, prétextant qu'il nuirait au tourisme et à la valeur des propriétés.

À la suite de cette décision, Hydro-Québec a opté pour un autre projet de ligne de transport, nommé le New England Clean Energy Connect (NECEC), d'une capacité de 1200 MW, reliant le sud-est du réseau de TransÉnergie et le sud de l'État du Maine.

En juin 2019, le régulateur du Massachusetts (Massachusetts Department of Public Utilities) a approuvé les contrats conclus entre Hydro-Québec et les trois distributeurs du Massachusetts[7].

Les contrats combinés ont les caractéristiques suivantes :

- Volume annuel d'énergie: 9,45 TWh
- Pas de garantie de puissance
- Durée du contrat : 20 ans
- Mise en service initialement prévue en 2022, ensuite repoussée à 2024 (avant le référendum)
- Obligation contractuelle de maintenir les volumes d'énergie exportée en Nouvelle-Angleterre durant la période 2014-2016 pouvant atteindre 9,45 TWh par année. Ce volume s'ajoute aux livraisons contractuelles de 9,45 TWh et est sujet au prix spot.
- Prix moyen du contrat de 65,80 $ US à la frontière (51,51 $ US à l'année 1, augmentant de 2,5 % par année pour atteindre 82,35 $ US la 20$^{e}$ année).

Toutefois, lors d'un référendum populaire tenu en novembre 2021, les citoyens du Maine ont rejeté le projet NECEC. Les autorités gouvernementales du Maine ont ordonné l'arrêt des travaux. Hydro-Québec a également cessé ses travaux liés à sa portion au Québec.

Les promoteurs du projet ont entamé des démarches judiciaires pour infirmer cette décision, notamment en contestant la portée du résultat du référendum.

[7] Eversource Energy, National Grid et Unitil

Une décision de la Cour suprême de l'État du Maine est attendue d'ici la fin de l'année. Il est probable qu'en l'absence d'une décision favorable à Hydro-Québec, les contrats signés avec les trois distributeurs du Massachusetts deviendront caducs.

#### 2.1.2.2. Entente avec le NYSERDA

En plus du Massachusetts, Hydro-Québec a poursuivi des démarches avec l'État de New York pour augmenter les exportations. Pour cet État, on parle d'un contrat signé par Hydro-Québec et le New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA), soumis le 30 novembre 2021 au régulateur du secteur de l'électricité de l'État de New York, le New York Public Service Commission. Les consultations publiques ont eu lieu jusqu'au 7 février 2022.

Le contrat consiste en la livraison d'électricité du Québec vers la ville de New York via une nouvelle ligne de transport, nommée la Champlain Hudson Power Express (CHPE)[8], d'une capacité de transport de 1250 MW.

Les principales caractéristiques de ce projet sont les suivantes :

- Volume annuel d'énergie : 10,4 TWh
- Puissance en été : 1250 MW
- Durée du contrat : 25 ans
- Mise en service prévue : 2025
- Prix moyen du contrat de 132,87 $ US au point de livraison[9] (97,25 $ US à l'année 1, augmentant de 2,5 % par année pour atteindre 176 $ US la 25e année).

Contrairement à l'entente avec le Massachusetts, Hydro-Québec n'est pas tenue de maintenir le niveau d'exportation historique vers le marché de New York. Toutefois, l'entente exige qu'Hydro-Québec doive ajouter de nouvelles capacités de production électrique, au Québec, provenant de ressources renouvelables, offrant une contribution en énergie de 4 TWh par année d'ici la mise en service du projet CHPE.

[8] https://chpexpress.com
[9] Au poste de transformation situé à l'extrémité sud de la ligne CHPE dans la région de la ville de New York.

Afin de favoriser l'acceptabilité sociale de la ligne, le promoteur[10] a prévu enfouir la ligne de 542 km, incluant 325 km sous des cours d'eau et des lacs.

Initialement prévu à 1,9 milliard de dollars US, le coût du projet du côté américain a été révisé à 4,5 milliards de dollars US (5,6 milliards de dollars CA)[11]. Contrairement au projet NECEC, le risque lié aux fluctuations du coût du projet de transport sur le territoire américain (CHPE) est assumé par Hydro-Québec.

À l'instar de la portion américaine du projet, la solution retenue par Hydro-Québec consiste à construire une nouvelle ligne de 58 km entièrement enfouie entre le poste Hertel et la frontière américaine (lac Champlain). Le projet inclut également la construction d'un convertisseur au poste Hertel. Le coût du projet est estimé à 1 138 milliards de dollars CA.[12]

Au final, le coût total d'investissement pour le transport de ce projet est de 6,77 milliards.

En prenant les hypothèses d'un taux de rendement de 12 % et d'un facteur d'utilisation de 95 %, le coût unitaire de transport du projet CHPE sur la portion américaine est de 55,15 $ US/MWh. Conséquemment, le prix moyen estimé à la frontière est de 78 $ US/MWh. À cela, il faut ajouter le coût de transport du côté québécois nécessaire pour couvrir le coût de 1 138 milliards de dollars CA sur une période de 20 ans.[13]

#### 2.1.2.3. Autres opportunités pour le développement des exportations d'Hydro-Québec

Sur la période 2025-2041, on assistera à la fin de vie utile de plusieurs centrales thermiques au Nouveau-Brunswick[14] et en Nouvelle-Écosse[15], totalisant plus de 3 000 MW de capacité installée.

---

[10] TDI CHPExpress. A Blackstone portfolio company (https://chpexpress.com/project-overview/)

[11] https://plus.lapresse.ca/screens/7661ab82-d01c-4c3f-a378-692fe43c64e0__7C___0.html
[12] Pages 15 à 20 du document que l'on peut consulter sur le lien web suivant : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/617/DocPrj/R-4188-2022-B-0004-Demande-Piece-2022_03_30.pdf
[13] Soit un montant forfaitaire de 231,5 millions (voir note de bas de page #12) au moment de la construction et un frais horaire de l'ordre de 8,5$ CDN (6,8 $USD) /MWh + perte de transport (5,3%) (http://www.oasis.oati.com/woa/docs/HQT/HQTdocs/Tarifs_2021-12-21_fr.pdf).
[14] NB-Power - 2020 Integrated Resource Plan, Tableau 6, page 38 (https://www.nbpower.com/media/1490323/2020-irp-en-2020-11-17.pdf)
[15] NSPI - 2020 Integrated Ressource Plan - , Figure 45, page 87 (https://irp.nspower.ca/files/key-documents/E3_NS-Power_2020_IRP_Report_final_Nov-27-2020.pdf)

Les distributeurs des Maritimes prévoient une contribution plus importante des exportations d'énergie ferme pour faire face à l'impact de la fermeture de ces centrales thermiques.

D'ailleurs, du côté d'Hydro-Québec, le Producteur a demandé à TransÉnergie de produire une étude d'impact pour une demande de service point à point sur l'interconnexion HQ-Nouveau-Brunswick pour une capacité de 2179 MW à partir de 2025.

Au surplus, le gouvernement fédéral favorise ces interconnexions accrues. Son projet Atlantic Loop[16] vise à augmenter les capacités de transport d'électricité dans l'est du pays et ainsi favoriser les échanges énergétiques sur l'axe est-ouest[17]. Cette initiative répond à la volonté des différents gouvernements impliqués dans le projet de décarboner la production d'électricité dans les Maritimes. Ces nouveaux besoins pourraient également stimuler le développement de nouvelles ressources hydroélectriques au Québec et/ou au Labrador. Nous traiterons des potentiels de développement hydroélectrique à la section 4.3.

## 2.2. Demande en puissance de la charge locale

Après avoir passé en revue la demande en énergie, au Québec et hors Québec, cette section s'attarde maintenant sur la demande en puissance au Québec.

La puissance consiste à la fourniture d'électricité au moment de la pointe de consommation du réseau.
Les opérateurs de réseaux électriques d'Amérique du Nord ont convenu de critères de fiabilité qui consistent à sécuriser des ressources en puissance suffisantes pour être en mesure de rencontrer les besoins en électricité au moment de la pointe de consommation annuelle, malgré la perte théorique de la plus importante source d'approvisionnement.

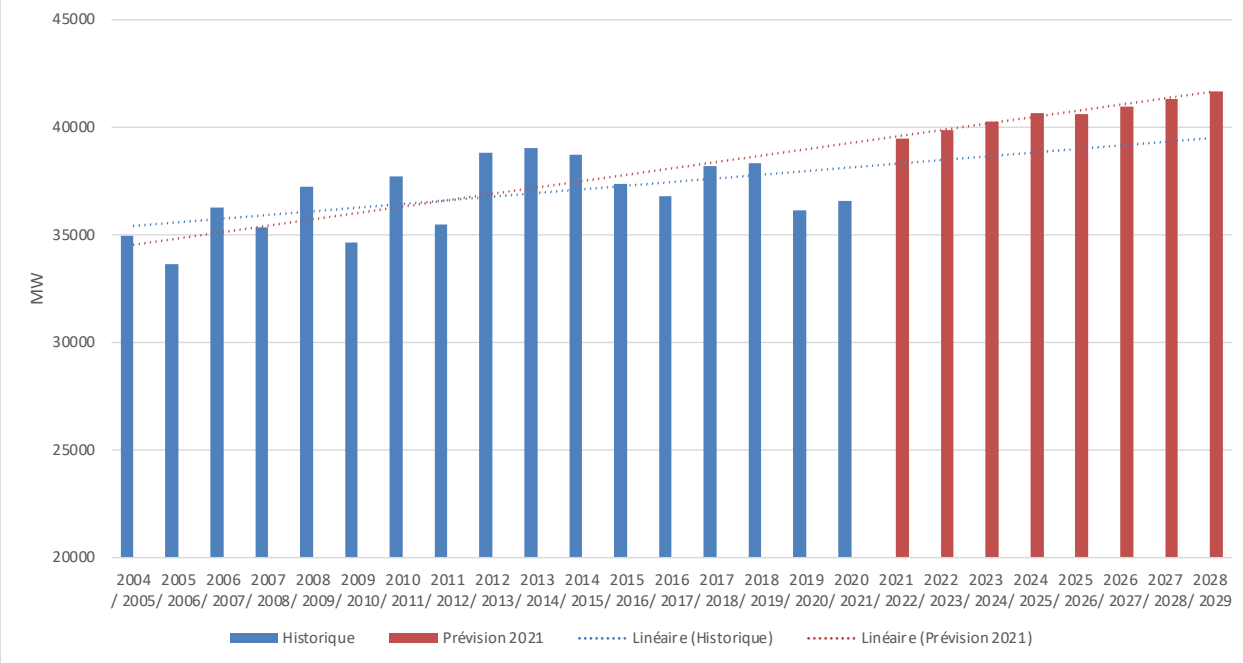
Ainsi les opérateurs doivent disposer de suffisamment de ressources en puissance pour rencontrer la pointe anticipée du réseau, plus une réserve de puissance équivalente à approximativement 10 % de la pointe dans le cas précis du Québec.

[16] http://www.atlanticaenergy.org/index.php?mact=News,cntnt01,detail,0&cntnt01articleid=194&cntnt01returnid=100
[17] https://www.cbc.ca/news/politics/atlantic-loop-atlantic-canada-muskrat-falls-quebec-1.5738907

### 2.2.1. Historique et prévisions du Distributeur des besoins en puissance, par usage

Le graphique 6 ci-dessous représente l'évolution historique et les prévisions du Distributeur par usage.

**Graphique 6 : Besoins en puissance (2004-2029)**



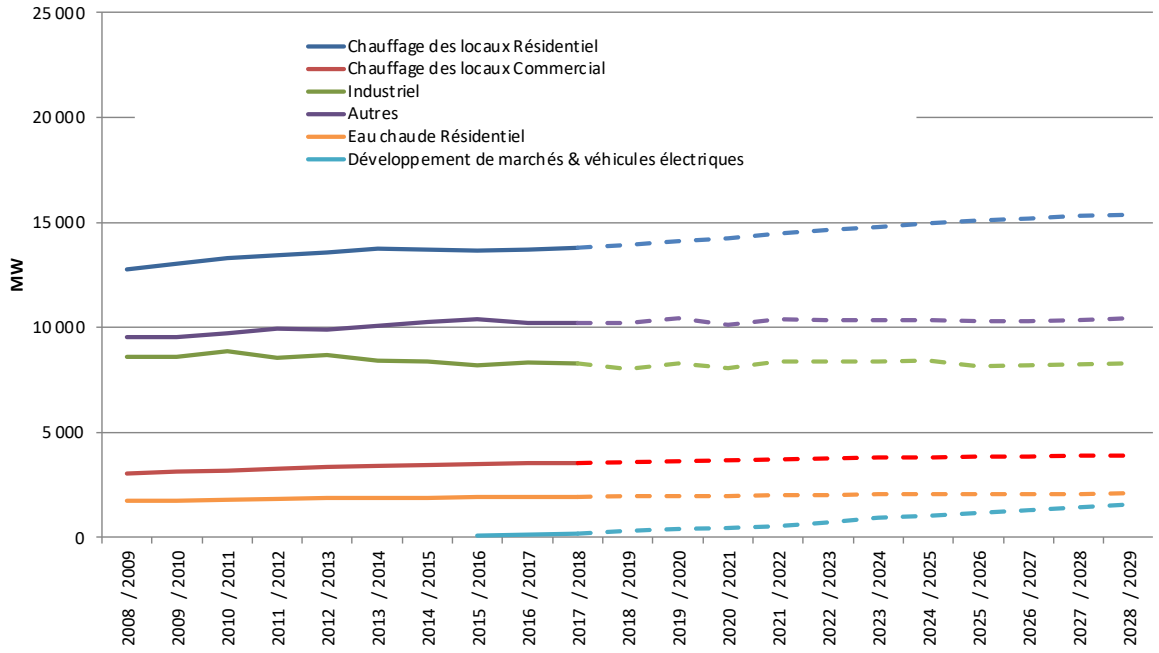

Source : Rapports annuels d'Hydro-Québec, *État d'avancement du plan d'approvisionnement 2020-2029*, novembre 2021.

Il faut noter que l'historique des besoins en puissance fluctue en fonction des variations de température. D'autre part, on note que les besoins en puissance sur la période qui a suivi la crise économique de 2008 ont été relativement stables, et ce malgré une croissance économique conséquente. Cela peut s'expliquer par la tertiarisation de l'économie, moins exigeante en besoins de puissance, jumelée à une faible croissance démographique. D'ailleurs la stabilisation des besoins en énergie a été stable sur les réseaux voisins pour la même période.

À l'instar des prévisions en énergie du Distributeur, la croissance des besoins en puissance sur la période de prévision est plus élevée que celle observée sur la période 2004-2021. Cette hausse est tributaire de la croissance des secteurs mentionnés à la section 2.1.1.2, soit les centres de données, les serres, l'hydrogène, etc.

Afin de mieux saisir l'évolution des prévisions des besoins en puissance du Distributeur, nous avons représenté graphiquement l'évolution des besoins par usage, tel que défini par HQD.

**Graphique 7 : Besoins en puissance par usage (2006-2029)**



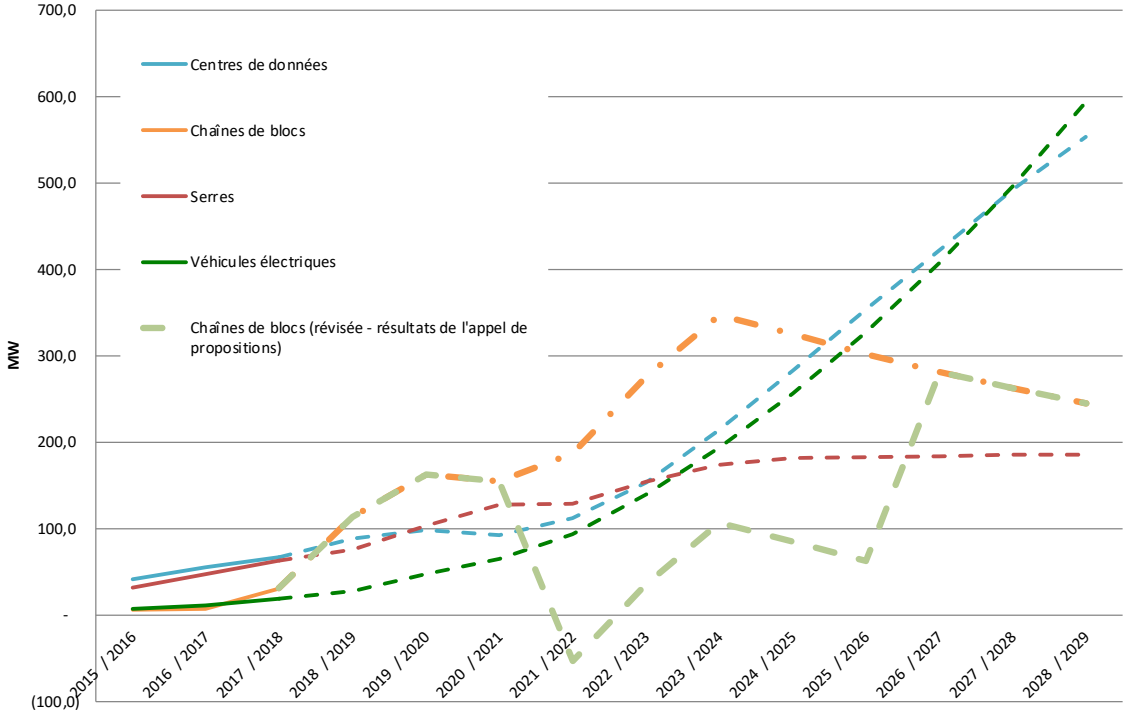

Source : HQD, *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, novembre 2019.

La croissance anticipée des besoins par le Distributeur, observée au graphique 7, est tributaire de la décarbonation de l'économie, touchant principalement les clients résidentiels par le truchement de la conversion du chauffage des espaces, ainsi que de l'électrification des véhicules.

On note qu'HQD anticipe une stabilisation des besoins en puissance du secteur industriel, et ce malgré une tendance baissière observée sur la période 2010-2018. Une décarbonation moins importante que prévu pourrait affecter à la baisse les besoins anticipés en puissance.

Au graphique 8 ci-dessous, HQD a produit l'évolution des besoins en puissance des secteurs qu'il estime être en émergence, tel que discuté à la section 2.1.1.2.

## Graphique 8 : Besoins en puissance par usage (2006-2029)




Source : HQD, *État d'avancement du plan d'approvisionnement 2020-2029*, novembre 2019.

On note que les centres de données et l'électrification des véhicules sont responsables d'une portion importante des nouveaux besoins en puissance sur la période 2024-2029.

### 2.3. <u>Demande (obligation) en puissance à l'externe</u>

En plus des besoins en puissance à l'interne, Hydro-Québec doit couvrir des besoins en puissance à l'externe.

En fonction de l'information qui se trouve au Tableau 1, les obligations à long terme en puissance sur les <u>réseaux voisins</u> sont somme toute limitées à moins de 400 MW en période hivernale.

Hydro-Québec est également habilitée à participer aux marchés de puissance de court terme, autant ici au Québec que sur les réseaux voisins[18].

[18] NYISO Installed Capacity Market (ICAP), ISO New England, Forward Capacity Market.

Concernant les obligations potentielles liées aux contrats du Massachusetts, ceux-ci ne sont pas assortis d'obligation de puissance. En effet, les contrats permettent à Hydro-Québec de réduire les livraisons en période de pointe hivernale.

Le contrat avec le NYSERDA est assorti d'une obligation de puissance de 1250 MW, mais en période estivale uniquement. Conséquemment, cette entente n'a pas d'impact sur la puissance disponible pour répondre aux besoins du Québec en hiver.

## 3. Prévisions du Distributeur (puissance et énergie)

### 3.1. Prévision des besoins en énergie

Les prévisions en énergie et en puissance du Distributeur serviront d'élément fondateur pour notre analyse prospective de l'équilibre offre/demande du marché de l'électricité au Québec (voir section 5).

La prévision des besoins en énergie d'Hydro-Québec pour la période 2020-2029 inclut l'impact à la baisse de l'efficacité énergétique totalisant 8,2 TWh. Contrairement aux mesures de gestion de la demande, les mesures d'efficacité énergétique ne sont pas considérées comme des ressources énergétiques.

Voici comment le Distributeur répartit la contribution en efficacité énergétique sur la prévision des besoins en énergie[19].

[19] Dossier du plan d'approvisionnement 2020-2029, Dossier R-4110-2019, pièce B-0122, page 9 (http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/529/DocPrj/R-4110-2019-B-0122-DDR-RepDDR-2021_03_31.pdf)

**TABLEAU R-1.14-A :**
**PRÉVISION DE LA CONTRIBUTION ANNUELLE EN ÉNERGIE DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU DISTRIBUTEUR**

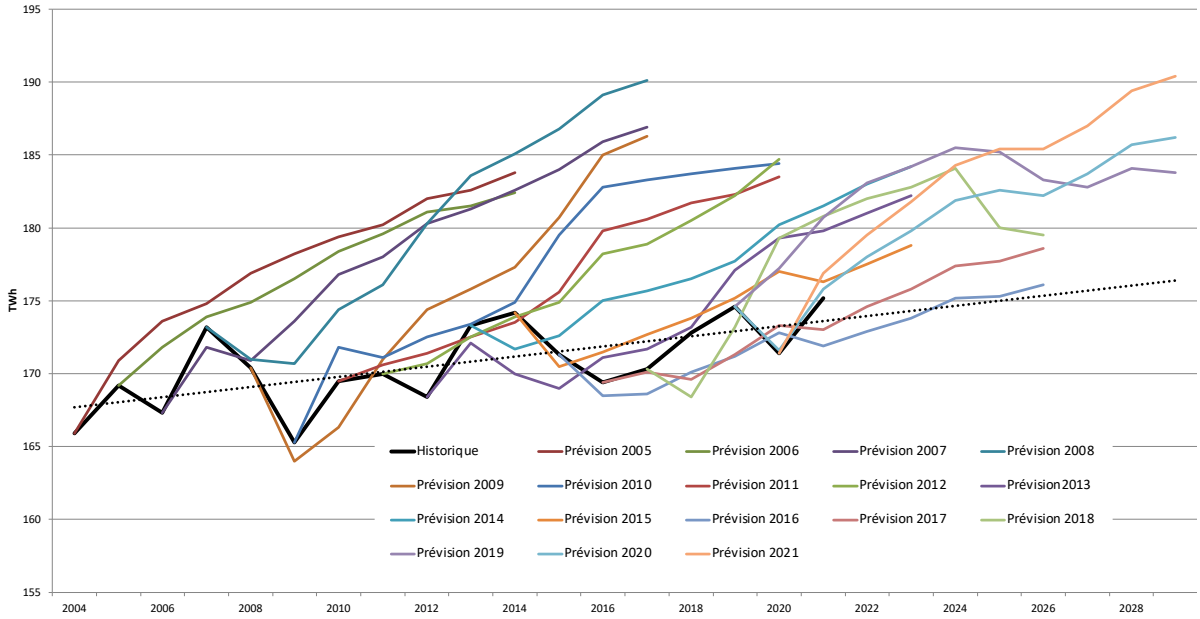
| *En TWh* | *2020* | *2021* | *2022* | *2023* | *2024* | *2025* | *2026* | *2027* | *2028* | *2029* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Résidentiel | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Commercial | 0,2 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Industriel | 0,1 | 0,2 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| **Total** | **0,5** | **0,5** | **0,8** | **0,8** | **0,9** | **0,9** | **0,9** | **0,9** | **0,9** | **1,0** |

D'ailleurs, Hydro-Québec fait référence à cette contribution en efficacité énergétique dans son *Plan stratégique 2022-2026*[20].

Puisque la prévision de la demande d'électricité du Distributeur est un des éléments fondateurs de notre analyse de l'équilibre offre/demande, il apparaît pertinent d'évaluer la performance des prévisions du Distributeur au cours des dernières années. À cette fin, nous avons produit une analyse graphique (graphique 9) de la performance de la prévision en énergie de la charge locale par le Distributeur par rapport à l'évolution réelle de celle-ci.

[20] Page 21 du plan stratégique d'Hydro-Québec 2022-2026 (https://www.hydroquebec.com/about/strategic-plan.html)

## Graphique 9 : Historique des prévisions en énergie du Distributeur au fil des années




Source : HQD, *État d'avancement du Plan d'approvisionnement*, sur la période 2002-2021.

Nous constatons une *surévaluation* quasi systématique des prévisions en énergie au cours des années. En effet, il s'avère que les taux de croissance prévue des ventes par HQD ont été dans l'ensemble plus élevés que le taux réel observé.

Fort de ce constat, nous avons étudié les hypothèses retenues par le Distributeur justifiant sa prévision. En analysant les facteurs qui expliquent la hausse anticipée des ventes par HQD,telle que rapportée dans son dernier Plan d'approvisionnement, nous constatons que certaines des hypothèses retenues nous semblent contestables.

*a) Électrification des véhicules*

Tout d'abord, le Distributeur anticipe qu'une part importante des nouveaux besoins sera liée à l'électrification des véhicules.

HQD estime qu'il y aura un million de véhicules à l'électricité sur les routes du Québec en 2029.

Selon l'Association des véhicules électriques du Québec (AVEQ), il y avait 128 599 véhicules électriques au Québec au 31 décembre 2021[21] sur un nombre total de véhicules de 6 834 681 en 2020[22], soit 1,9 % du parc automobile total.

En 2020, 406 586 véhicules[23] neufs ont été ajoutés sur les routes au Québec. Selon l'AVEQ, il y a eu l'ajout de 36 091 nouveaux véhicules électriques en 2021[24], soit **8,9 %** des ventes totales de véhicules.

Pour atteindre la prévision du Distributeur, en faisant l'hypothèse que les véhicules actuels demeurent en service jusqu'en 2029, il faudrait un ajout annuel moyen de 108 925 nouveaux véhicules électriques (VÉ), soit trois fois plus qu'en 2021

Le fait qu'environ 30 % des nouveaux véhicules qui seront ajoutés au Québec d'ici 2029 soient électriques apparaît fort optimiste.

Notamment en raison des enjeux actuels de disponibilité de VÉ au Québec (délai de six mois pour obtenir un VÉ), il nous semble peu probable que l'industrie soit techniquement en mesure de répondre à une telle demande. D'ailleurs, d'ici 2040, il faudra multiplier par 30 la production de lithium, nickel et autres minéraux pour atteindre les objectifs de l'Accord de Paris (2015), avec des problèmes prévus de matériaux disponibles pour combler les besoins.[25]

De plus, les gouvernements commencent à diminuer le soutien aux VÉ. Le gouvernement du Québec a annoncé, dans son dernier budget, une diminution de 1000$ de son appui financier fourni à l'achat d'un VÉ (effectif le 1er avril 2022).

Cela dit, il faut tenir compte de la volonté du gouvernement du Québec d'interdire la vente de nouveaux véhicules toute à l'essence ou au diesel à partir de 2035.

---

[21] https://www.aveq.ca
[22] https://bdso.gouv.qc.ca/pls/ken/ken213_afich_tabl.page_tabl?p_iden_tran=REPERJA6WV6166536384148d06kR&p_lang=1&p_m_o=SAAQ&p_id_ss_domn=718&p_id_raprt=3372#tri_age=1&tri_tertr=0
[23] 136 862 véhicules additionnels et le remplacement de 269 764 véhicules.
[24] https://www.aveq.ca/actualiteacutes/category/statistiques
[25] https://www.carbonbrief.org/iea-mineral-supplies-for-electric-cars-must-increase-30-fold-to-meet-climate-goals

Conséquemment, nous avons utilisé l'hypothèse d'une croissance annuelle linéaire des nouvelles ventes de véhicules électriques entre 2002 à 2035. En utilisant cette méthodologie, nous estimons le nombre de véhicules électriques à 698 926 VÉ en 2029.

Nous estimons donc l'augmentation de la demande liée à cet usage sur la période 2019-2029 à 3,13 TWh, au lieu des 3,9 TWh prévues par HQD, soit une baisse de 0,77 TWh.

Par la suite, en présumant que les VÉ auront une espérance de vie similaire à celles des voitures à essence, la croissance du parc automobile électrique suivra la croissance historique du parc automobile observé au cours des dernières années. Ainsi, nous estimons la croissance des ventes de véhicules électriques sur la période 2030-2045 à 1 716 996 ce qui représente une demande additionnelle d'électricité de 7,68 TWh en 2045.

*b) Initiative biénergie*

Nous considérons également que l'estimation d'une hausse de 3,2 TWh liés à l'initiative biénergie, annoncée récemment entre Hydro-Québec et Énergir, est basée sur une hypothèse peu plausible.

En effet, HQD estime que 96 % des clients résidentiels visés opteront pour la conversion des systèmes de chauffage au gaz naturel vers un des systèmes biénergie. HQD estime également que 72 % des clients commerciaux et 98 % des clients institutionnels opteront pour l'offre biénergie.

Selon notre compréhension de cette initiative, elle se ferait à coût neutre pour les clients. Or, selon nous, sans incitatif financier agressif pour couvrir les coûts de conversion (incluant les désagréments liés aux travaux de conversion), beaucoup des clients visés ne changeront pas leur système pour un prix d'usage égal ou faiblement inférieur.

Ainsi, en assumant que la Régie de l'énergie approuve cette offre biénergie, ce qui n'est pas garanti, nous estimons que la hausse de 3,2 TWh devrait être réduite à 2 TWh, soit une baisse de 1,2 TWh. Cette baisse est basée sur une moins grande participation des clients visés[26].

[26] Le taux de participation des clients résidentiels visés est estimé à 50% au lieu des 96%, 50% au lieu de 72% pour le secteur commercial et de 75% ou lieu de 98% pour le secteur institutionnel.

*c) Centre de données*

Nous estimons également que la hausse de 3,6 TWh anticipée par HQD pour répondre aux nouveaux besoins des centres de données est contestable.

En effet, il existe de nombreuses autres juridictions qui offrent des tarifs compétitifs pour ce type d'usage.

À titre d'exemple, le document produit par Hydro-Québec intitulé « *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines 2021* »[27] indique que les prix de l'électricité pour les clients de moyenne puissance, ainsi que pour les clients grande puissance, sont inférieurs à Winnipeg qu'à Montréal.

Il y a aussi la proximité qui entre en jeu. Plusieurs entreprises désirent avoir leurs centres de données à proximité de leur clientèle plutôt que dans un lieu éloigné.[28]

De plus, au cours des derniers mois, de nouveaux centres de calculs associés à la cryptomonnaie qui, comme les centres de données, consomment beaucoup d'électricité ont été annoncés dans d'autres juridictions nord-américaines[29]. Il y a plusieurs nouveaux centres de données en développement, totalisant plus de deux millions de pieds carrés, dans plusieurs États américains (Géorgie, Nebraska, Oregon et Texas)[30]. Plusieurs autres juridictions nord-américaines offrent des conditions de marché compétitives avec celles offertes au Québec.

Il faut également considérer que les gains d'efficacité dans ce secteur réduisent de manière constante les besoins relatifs en électricité. Comme on peut le percevoir à la lecture du graphique ci-dessous produit par l'International Energy Association (IEA), malgré une hausse marquée du traitement de données, la consommation énergétique mondiale de ce secteur est demeurée stable[31] :

---

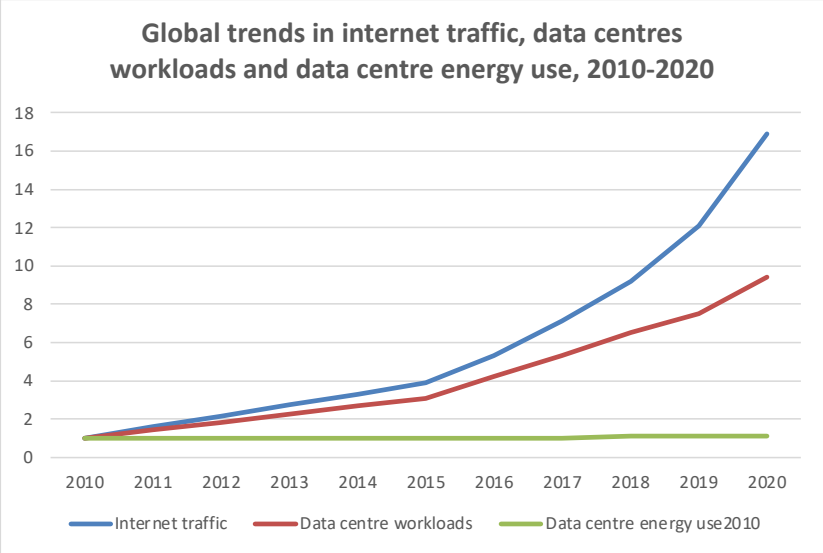
[27] https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/comparaison-prix-electricite.pdf

[28] https://datacenterfrontier.com/wp-content/uploads/2020/03/Seven-Considerations-Colo-Provider-WP-wp150356.pdf

[29] https://yorknewstimes.com/news/national/montana-businessmen-building-1-9b-crypto-mining-center-in-north-dakota/article_908c12ee-89be-5b99-b47a-538e389239f8.html, https://fortune.com/2022/02/10/texas-world-capital-bitcoin-mining-companies/,

[30] https://www.buildcentral.com/data-center-construction/

[31] https://www.iea.org/reports/data-centres-and-data-transmission-networks




Source : IEA

Ce gain de compétitivité diminue la part relative des coûts d'exploitation des centres de données liés à l'alimentation en électricité.

Cela peut expliquer pourquoi il y a plusieurs nouveaux centres de données en développement dans d'autres juridictions nord-américaines, où le coût de l'électricité est plus élevé qu'au Québec.

Conséquemment, nous estimons raisonnable de réduire de 2 TWh la hausse de la demande pour cet usage, sur la période 2019-2029. Même en réduisant la prévision des ventes de 2 TWh, cela représente tout de même une hausse d'approximativement 270 % par rapport à la consommation actuelle.

*d) Grandes entreprises*

Nous avons ajusté à la hausse la prévision des ventes aux secteurs des alumineries. La prévision du Distributeur pour ce secteur prévoit une baisse des ventes de 1,7 TWh à partir de 2026. Basée sur de l'information fournie par l'AAC[32], nous avons ajusté notre prévision de ce secteur en conservant les ventes de 1,7 TWh pour toute la période de prévision.

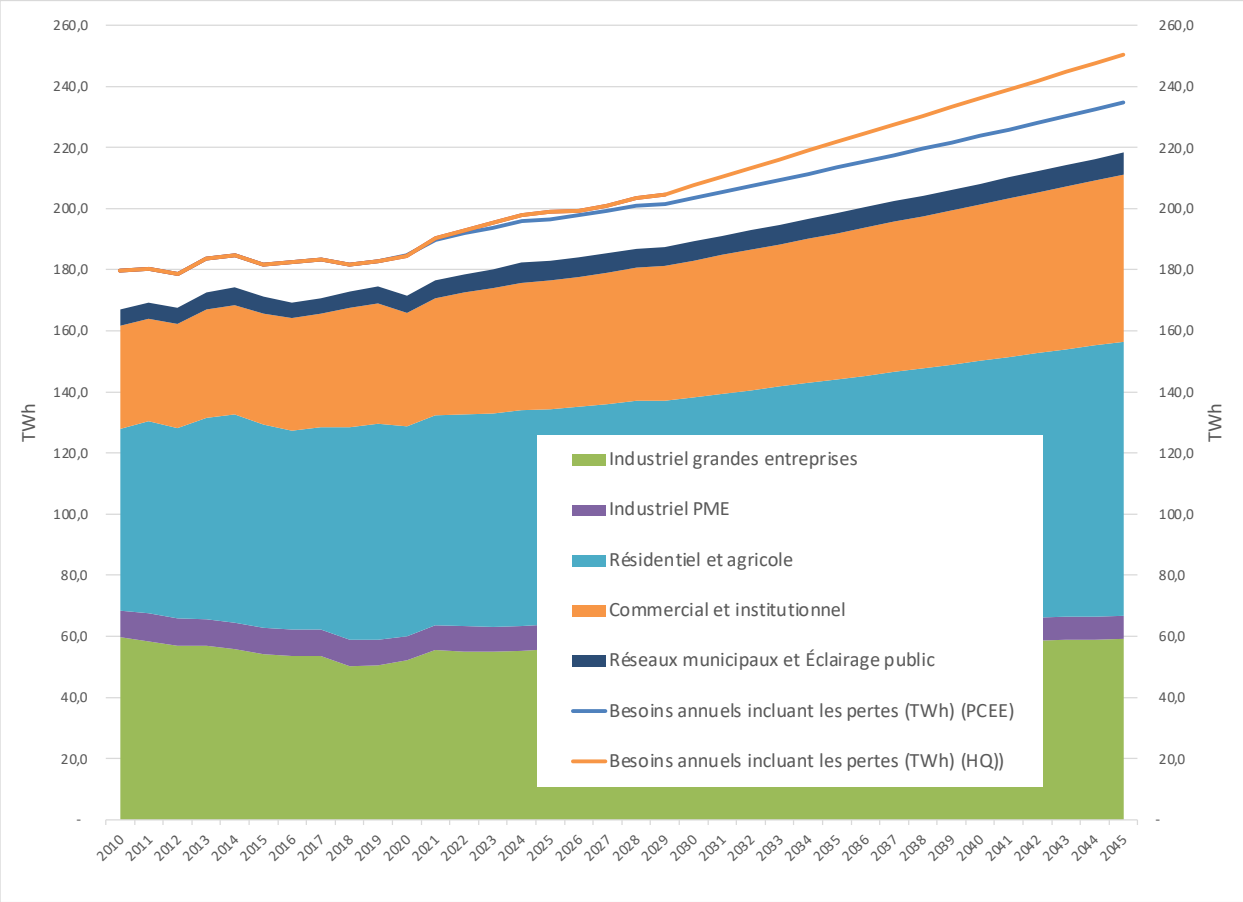
[32] Association de l'aluminium du Canada

*e) Croissance des ventes*

Finalement, nous avons utilisé le taux de croissance annuel moyen sur la période 2010 à 2029 pour estimer les ventes globales prévues pour la période 2030-2045.

Le graphique 10 ci-dessous représente les éléments discutés précédemment.

**Graphique 10 : Prévision des besoins en énergie (incluant les pertes) 2010-2045**




Source : HQD, Plans d'approvisionnement 2017-2016 et 2020-2029, PCEE

Le graphique 10 illustre la prévision des ventes de PCEE par catégorie de consommateur ainsi que la prévision des besoins en énergie, incluant les pertes, représentant 7 % des ventes.

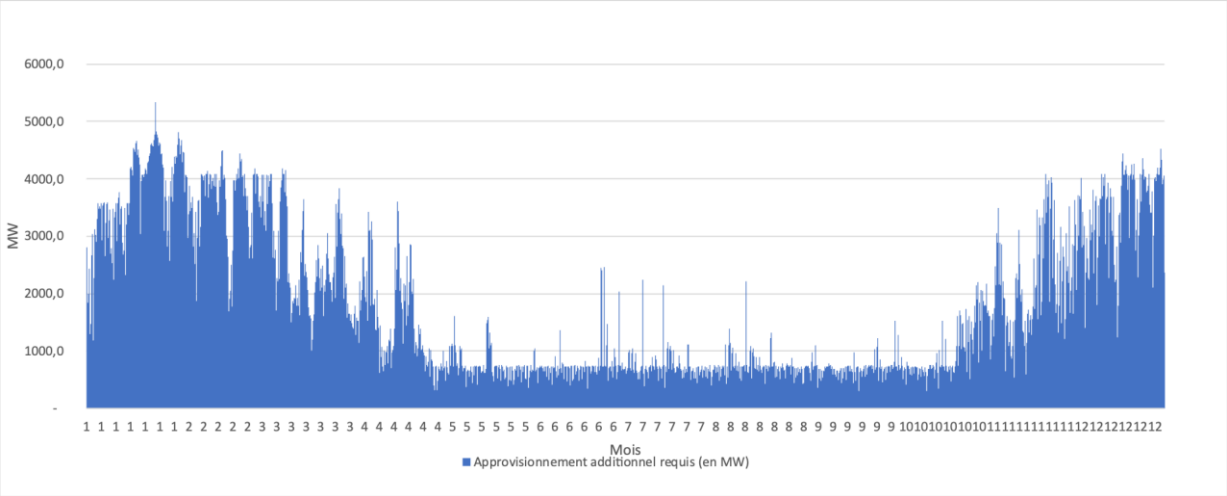
Nous avons ajouté au graphique la prévision des besoins en énergie prévue par le Distributeur, à titre comparatif. Comme expliqué ci-dessus, nous avons

ajusté à la baisse notre prévision des ventes par rapport à celle estimée par le Distributeur dans certains secteurs. Ces ajustements représentent un scénario parmi d'autres.

Il faut comprendre que les approvisionnements à prévoir, qui seront utilisés pour établir l'équilibre offre-demande d'HQD à la section 5, seront établis en fonction de la prévision du Distributeur et non celle de PCEE. En effet, le Distributeur utilise ses prévisions pour justifier la mise en œuvre d'appels d'offres visant à répondre aux besoins en électricité indiqués dans ses plans d'approvisionnement. Plans d'approvisionnement qui doivent être approuvés par la Régie de l'énergie.

La consommation d'électricité au Québec connaît une fluctuation saisonnière importante. Comme on peut le constater à la lecture du graphique ci-dessous, le Distributeur anticipe des besoins importants en 2029, mais qui sont fortement concentrés en période hivernale. Cette dispersion saisonnière est principalement due aux besoins de chauffage des espaces. Cette caractéristique est déterminante pour le choix des approvisionnements à obtenir.

**Graphique 11 : Approvisionnements additionnels requis par ordre chronologique – 2029**




Source : HQD, *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, Phase 3

Les besoins exprimés au graphique 11 ne prennent pas en considération la contribution potentielle en énergie qui résultera des appels d'offres 2021-01 (480 MW d'énergie renouvelable) et l'appel d'offres 2021-02 (300 MW d'énergie éolienne).

La contribution des approvisionnements qui découleront de ces appels d'offres éliminera une partie significative des besoins représentés sur ce graphique. Il demeurera toutefois des besoins en énergie en hiver.

En comparant la prévision des besoins en énergie d'Hydro-Québec fournie dans son Plan stratégique 2022-2026[33] ainsi que dans l'état d'avancement du plan d'approvisionnement 2020-2029 de novembre 2021 avec nos prévisions, nous constatons une différence positive en besoins en énergie de quelque 15,7 TWh en 2045. La différence de 15,7 TWh résulte d'une structure d'analyse statique sur la période 2022-2045. En réalité, le Distributeur ajuste sa stratégie d'approvisionnement dans le cadre de ses plans d'approvisionnement tous les 3 ans, ce qui permet un réajustement de la prévision de la demande et de sa stratégie d'approvisionnement lui permettant d'équilibrer ses bilans énergétiques. Il faut généralement une période de 5 ans entre la constatation d'un nouveau besoin en énergie et la mise en place de nouveaux approvisionnements par le truchement d'appels d'offres[34].

Il faut également considérer que la prévision de besoins additionnels de 100 TWh d'Hydro-Québec d'ici 2050, ne considère pas la contribution en efficacité énergétique sur la période 2030-2050. Il faut donc considérer cette estimation comme un scénario extrême. En effet, une hausse des besoins de plus de 50 % des besoins actuels occasionnerait une hausse importante des coûts d'approvisionnement qui résulterait en un choc tarifaire qui inciterait les consommateurs à réduire leurs consommations auprès d'Hydro-Québec. À titre illustratif, la hausse des prix de l'électricité dans certaines régions des États-Unis a incité de nombreux consommateurs à recourir à l'installation de panneaux solaires qui connaîssent une baisse constante de prix, ce qui a eu un impact à la baisse sur la demande d'électricité auprès des distributeurs.[35] Il est raisonnable de croire que le Québec peut atteindre ses objectifs de décarbonation avec une demande d'électricité pour Hydro-Québec inférieure à ce qui a été annoncé dans le plan stratégique.

---

[33] Hydro-Québec prévoit une hausse des besoins (incluant les exportations) entre 2022 et 2050 nécessitant l'ajout de nouvelles ressources en énergie totalisant 100 TWh. (https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2022-03-25)

[34] L'estimation de 5 ans est basée sur les derniers appels d'offres du Distributeur. 5 ans sont généralement suffisants pour la construction d'un parc éolien ou de centrales thermiques (Biomasse). Les projets hydroélectriques requièrent toutefois une période de 10 ans,

[35] https://trovo.ai/the-utility-death-spiral/
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2019/02/f59/Smart%20Grid%20System%20Report%20November%202018_1.pdf

Notre prévision des besoins, inférieure à celle du Distributeur si elle s'avère juste, résultera donc en surplus énergétique important d'ici quelques années.

Cela dit, comme mentionné précédemment, nous devons considérer la prévision d'Hydro-Québec pour évaluer l'ajout de nouvelles ressources.

## 3.2. Prévision des besoins en puissance

En tenant compte de nos modifications à la prévision en énergie, nous avons ajusté à la baisse la prévision des besoins en puissance pour refléter les changements prévus au nombre de VÉ ainsi que les ventes prévues pour les centres de données.

Les modifications à la baisse de la conversion à la biénergie n'impactent pas les besoins à la pointe, étant donné la nature de ce produit, qui ne génère pas de besoins additionnels en pointe.

HQD estime l'impact à la pointe d'un VÉ à 0,7 kW ; conséquemment, en réduisant le nombre de VÉ prévus en 2029 de 1 million à 698 926 voitures, l'impact à la pointe sera de moins 211 MW.

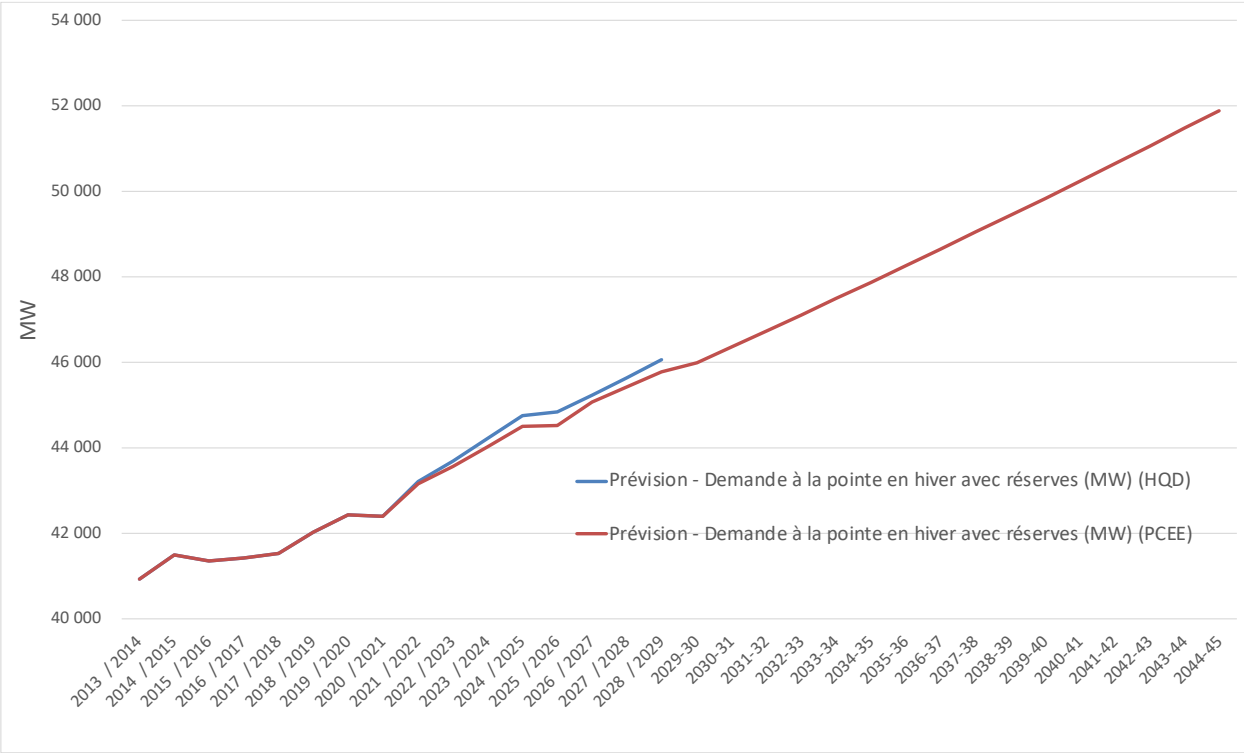
En utilisant un facteur d'utilisation de 95 %, une baisse de 2 TWh pour les centres de données résultera en une baisse des besoins de puissance de 240 MW.

Nous avons également ajusté à la hausse de 204 MW la demande de puissance du Distributeur, reflétant le maintien d'un bloc en énergie de 1,7 TWh pour le secteur des alumineries à partir de l'hiver 2026-2027.

Ainsi, nous estimons que la **demande de pointe (puissance) sera inférieure de 247 MW en 2029** par rapport à la prévision du Distributeur.

Le graphique ci-dessous illustre la prévision des besoins en puissance de PCEE ainsi que celle du Distributeur.

## Graphique 12 : Prévision des besoins en puissance (incluant les réserves) 2010-2045




Source : HQD, *État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2020-2029* (Novembre 2021), PCEE

Comme pour les prévisions en énergie, notre prévision des besoins de puissance est moins élevée que celle du Distributeur.

Une demande de puissance inférieure à celle d'HQD aura pour impact de réduire le recours à des achats de puissance de court terme. D'ailleurs, en extrapolant la prévision en puissance du Distributeur à l'année 2045, nous envisageons une <u>différence positive des besoins en puissance de 2 454 MW</u>.

# 4. Ressources en énergie et en puissance d'Hydro-Québec

Les ressources énergétiques sont composées de ressources en énergie et en puissance. Avec la réglementation des activités de distribution, il y a une segmentation entre les approvisionnements du Distributeur et du Producteur. À part les ressources en puissance découlant des initiatives en gestion de la demande, le cadre réglementaire fait en sorte que l'équilibre offre/demande se reflète sur les ressources du Producteur.

En effet, dans le cadre réglementaire actuel, le Producteur verse au Distributeur un bloc d'énergie de 165 TWh à un prix fixé par la Loi.

Tout surplus énergétique du Distributeur est ainsi converti en énergie patrimoniale inutilisée. C'est une énergie qui devient *de facto* la propriété du Producteur.

De plus, l'entente d'intégration éolienne offerte par le Producteur au Distributeur fait en sorte que le Producteur incorpore à même ses ressources la totalité de la production éolienne sous contrat avec le Distributeur.

Conséquemment, l'équilibre offre/demande du Producteur, soit la différence entre ses ressources énergétiques et ses engagements, représente de l'énergie disponible pour répondre à des besoins futurs, sur le marché québécois ou pour l'exportation.

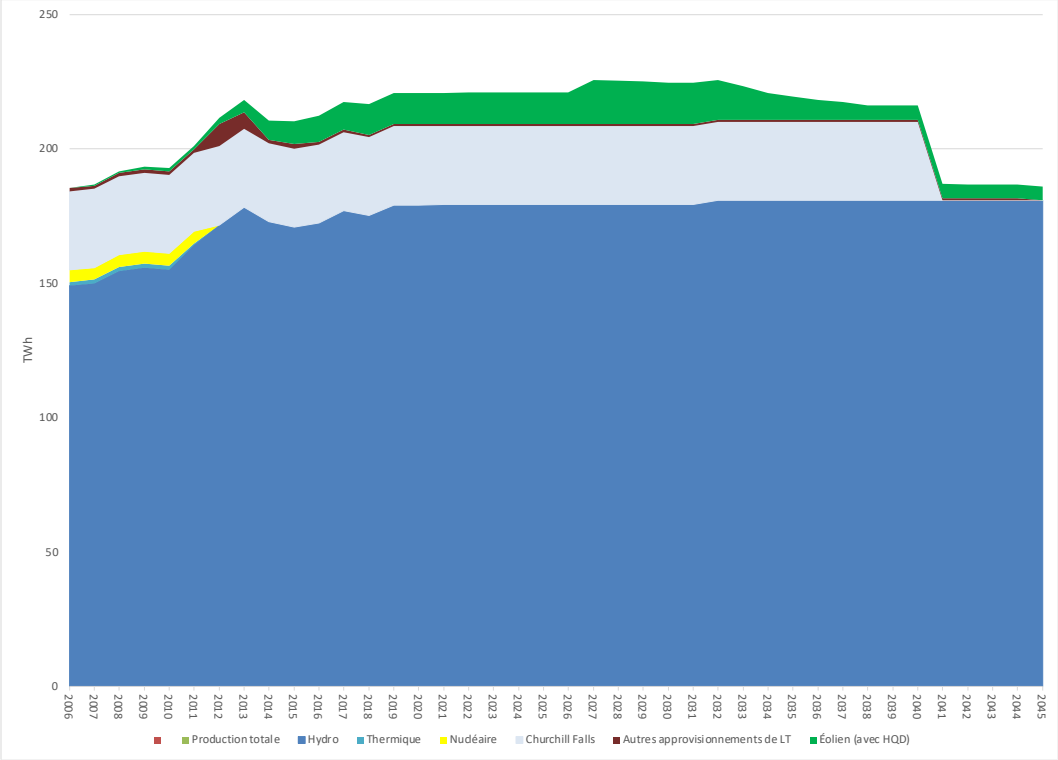
## 4.1. Ressources en énergie

Les ressources d'Hydro-Québec incluent les éléments suivants :

- Parc de production hydraulique appartenant à Hydro-Québec (37 000 MW)
- Approvisionnement sous contrats avec le Producteur (Churchill Falls, petite hydro (APR-91), éolienne, biomasse, solaire, etc.)
- Approvisionnement sous contrats avec HQD : biomasse, éolien, petite hydro, thermique sur le réseau principal, incluant la centrale au gaz naturel à l'arrêt de 547 MW de Trans Canada Energy, et réseaux autonomes, cad non reliés au réseau principal.

Le graphique 13 représente les ressources[36] en énergie du Producteur (réserves historiques et prévues jusqu'en 2045).

**Graphique 13 : Ressources en énergie d'Hydro-Québec Production**




Source : HQD, Plan d'approvisionnement 2017-2016 et 2020-2029.

Voici les éléments clés du graphique 13 :

- Il n'y a pas d'ajout significatif de capacité de production hydroélectrique sur la période 2022-2035. Une évaluation est présentement en cours pour évaluer le potentiel de développement pour un déploiement potentiel à partir de 2035.
- La fin du contrat de Churchill Falls, en 2041, représentera une perte de 29,2 TWh d'énergie. Il est raisonnable d'anticiper un renouvellement de ce contrat, mais bien sûr à un tarif nettement plus élevé.
- L'énergie éolienne est la ressource marginale du bilan en énergie du Producteur.

La contribution de l'énergie éolienne représentée au graphique 15 provient de l'entente d'intégration éolienne offerte par le Producteur.

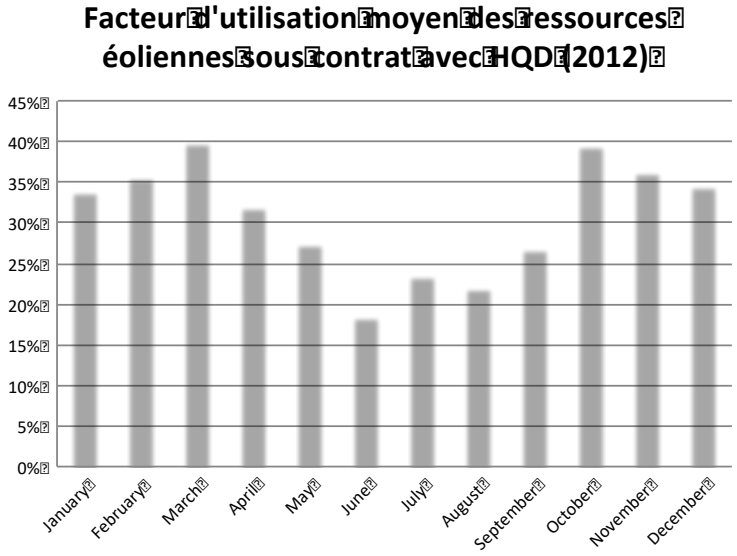
[36] Centrales appartenant à Hydro-Québec et énergie provenant d'autres fournisseurs sous contrat avec Hydro-Québec.

Cette entente implique que l'ensemble de la production éolienne provenant de producteurs privés sous contrat avec le Distributeur, avec une contribution moyenne en énergie estimée à 36 % de la capacité installée par le NPCC[37], est considéré comme une ressource du Producteur. C'est pour cette raison que la production éolienne provenant des approvisionnements du Distributeur est incluse au bilan du Producteur (graphique 13).

En contrepartie, le Producteur assure au Distributeur une contribution constante, provenant de l'ensemble des ressources du Producteur, équivalente à 30 % de la capacité installée des parcs éoliens durant les mois d'avril à septembre et de 40 % durant les mois d'octobre à mars, soit une contribution moyenne annuelle de 35 %.

Il faut également souligner que la production éolienne est supérieure en période hivernale, ce qui est corrélé avec les besoins de la charge locale (voir le graphique 14). Cette caractéristique fait de la filière éolienne une option de choix pour répondre aux besoins en électricité du Québec.

**Graphique 14**

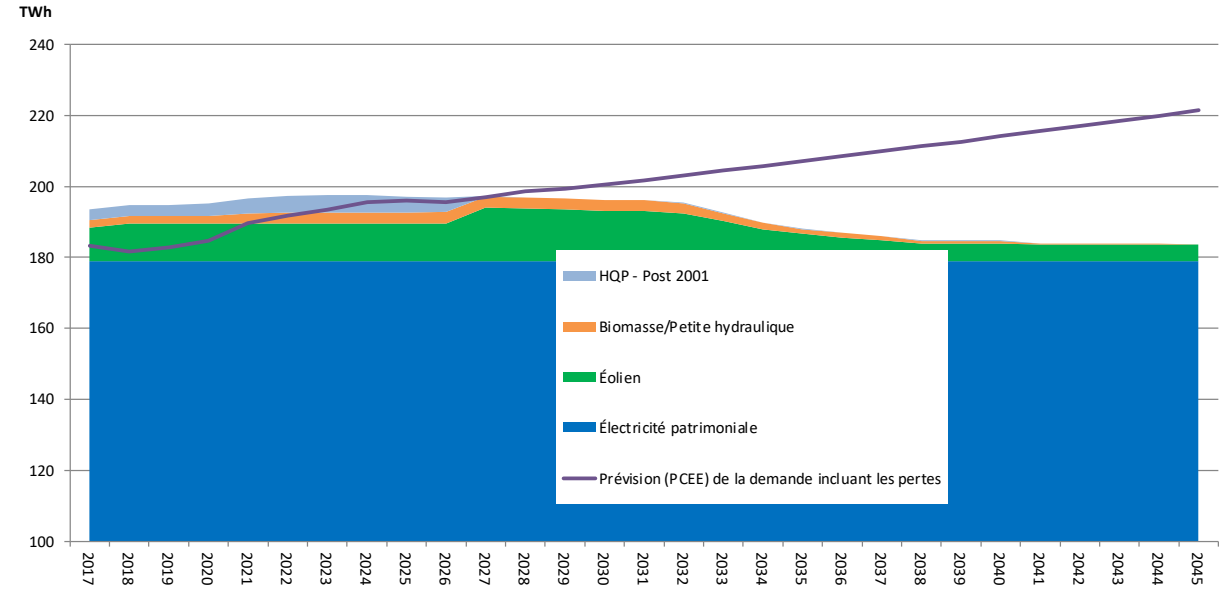



Source : Régie de l'énergie, Dossier R-3848-2013, pièce B-0030

Les contrats d'approvisionnement d'HQD autre qu'éolienne (donc biomasse et petit hydro) font partie des ressources du Distributeur, tels que représentés sur le graphique 15.

[37] https://www.npcc.org/content/docs/public/library/resource-adequacy/2020/2020-12-01-quebec-comprehensive-review.pdf

## Graphique 15 : Ressources de long terme en énergie d'Hydro-Québec Distribution




Source : Plan d'approvisionnement 2017-2016 et 2020-2029, PCEE

Le graphique 15 illustre les approvisionnements sous contrat avec le Distributeur.

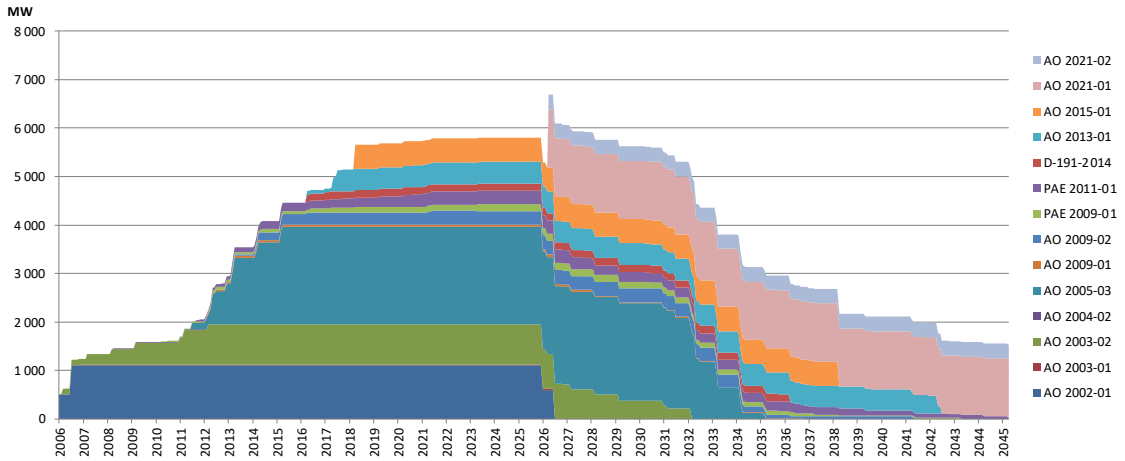
La décroissance des ressources en énergie observée sur ce graphique s'explique par la fin des contrats avec les différents fournisseurs liés par des contrats d'approvisionnement. Comme c'est le cas pour répondre aux nouveaux besoins de ses clients, le Distributeur procédera à de nouveaux appels d'offres pour remplacer les approvisionnements provenant de contrats arrivant à terme.

En plus des ressources de long terme représentées au graphique 15, le Distributeur a également accès à des ressources qui peuvent provenir des réseaux voisins (importations) pour équilibrer son bilan. Compte tenu de la combinaison de la hausse prévue des ventes et de la fin graduelle de plusieurs contrats post-patrimoniaux, le Distributeur aura donc besoin de ressources additionnelles en énergie.

Comme on peut le constater aux graphiques 16 et 17 ci-dessous, mis à part les deux appels d'offres lancés en décembre 2021 (A/O 2021-01 et A/O 2021-02), l'ensemble des contrats présentement en vigueur arriveront à échéance d'ici 2045.

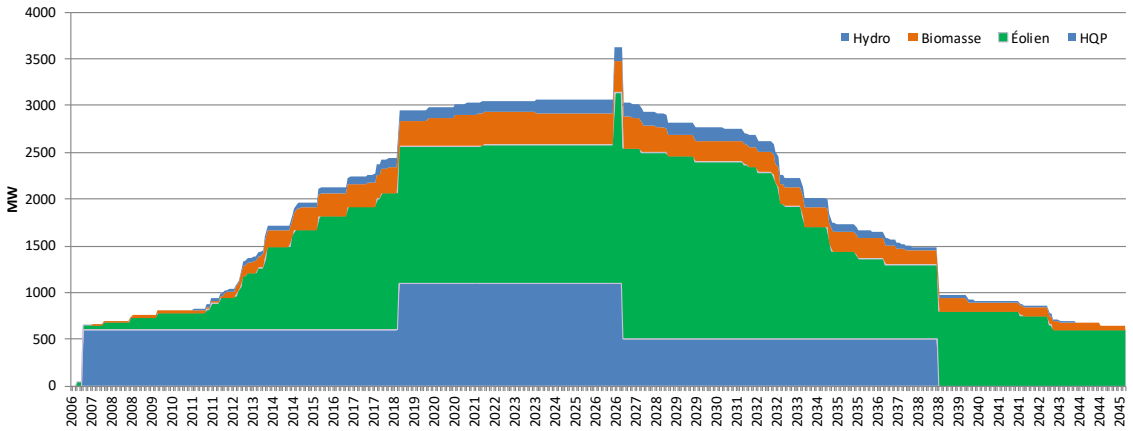
Il y a donc lieu de prévoir de nouveaux appels d'offres pour des volumes conséquents au cours des prochaines années.

### Graphique 16 : Approvisionnements post-patrimoniaux par processus d'acquisition




Source : HQD, Plan d'approvisionnement 2020-2029

### Graphique 17 : Approvisionnements post-patrimoniaux par type de technologie




Source : HQD, Plan d'approvisionnement 2020-2029, Phase 3

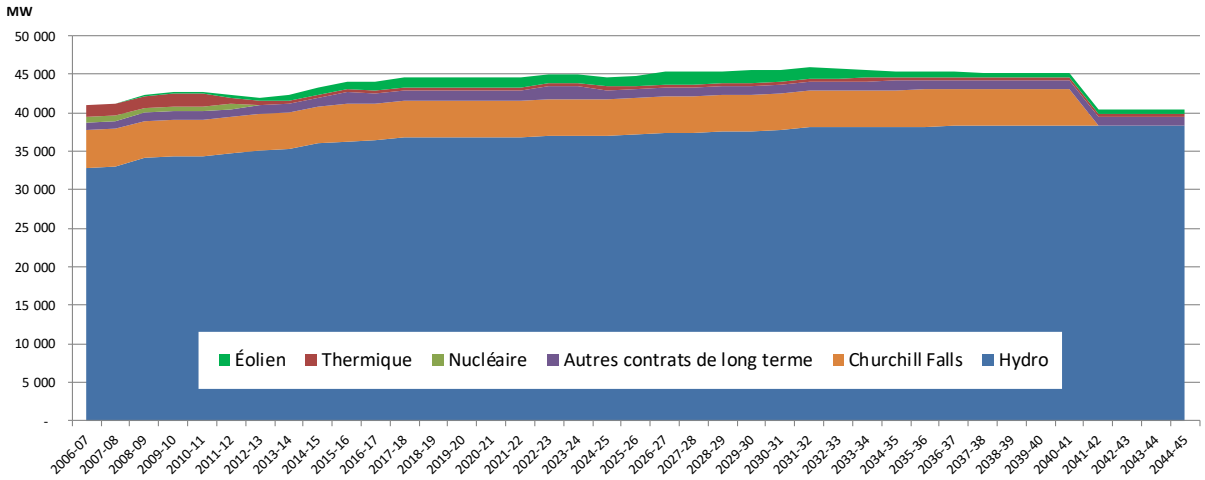
## 4.2. Ressources en puissance

Comme pour l'énergie, les ressources en puissance du Québec sont détenues en partie par HQP et par HQD.

### 4.2.1. Ressources en puissance du Producteur

Les ressources en puissance provenant du Producteur sont principalement attribuables à ses propres ressources hydroélectriques. À cela s'ajoute la contribution de la centrale de Churchill Falls à hauteur de 4 765 HQD, MW et la contribution totalisant 265 MW des centrales appartenant à Brookfield Renewable sous contrat avec le Producteur jusqu'en 2061.

**Graphique 18 : Approvisionnement en puissance du Producteur**




Source : HQD, *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, Site web d'Hydro-Québec.

Le Producteur peut également compter sur une contribution en puissance provenant des parcs éoliens sous contrat avec HQD équivalent à 36 % de la capacité installée. Le Producteur peut également compter sur une contribution en puissance équivalente à 30 % de la capacité installée des parcs éoliens situés en Gaspésie sous contrat avec lui.

Il est raisonnable d'assumer que la contribution actuelle en puissance de l'éolien ainsi que la contribution du contrat de Churchill Falls continueront au terme des engagements contractuels présentement en vigueur.

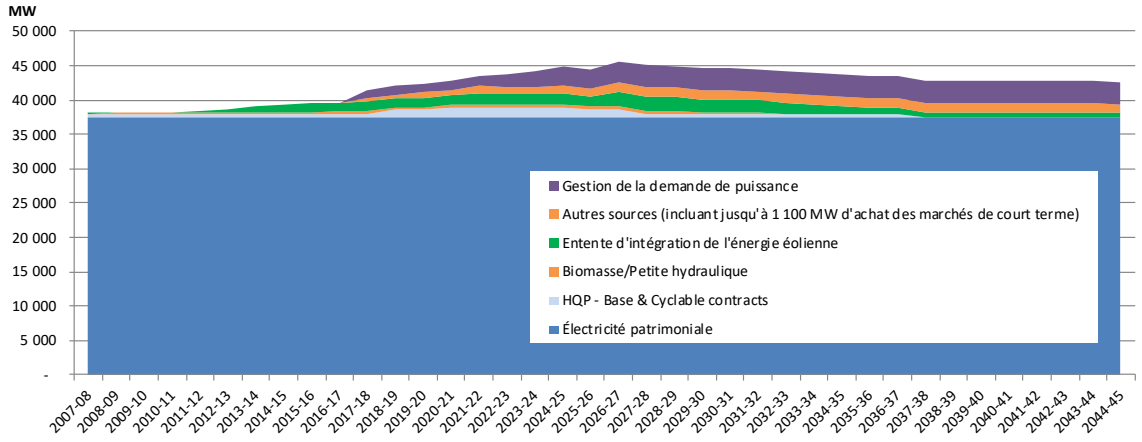
### 4.2.2. Ressources en puissance du Distributeur

Le graphique 19 montre les différentes ressources en puissance du Distributeur listées ci-dessous :

- Contrat patrimonial : 37 442 MW
- HQP – base (350 MW) et cyclable (250 MW) (entente d'énergie différée) : 1 500 MW
- Entente d'intégration éolienne (40% de la capacité installée) : 1 486 MW
- Biomasse/petite hydraulique : 467 MW
- Gestion de la demande : 1 757 MW
- Abaissement de tension : 250 MW
- Marché de court terme (limité à 1 100MW) : 1 050 MW.

On note une forte contribution des moyens en gestion de puissance dans le bilan en puissance du Distributeur. De plus, le recours au marché de court terme pourra largement dépasser la limite fixée à 1 100 MW par HQD. En effet, les nombreuses interconnexions offrent plusieurs milliers de MW de capacité en importations.

**Graphique 19 : Approvisionnement en puissance du Distributeur**




Source : HQD, *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, Site web d'Hydro-Québec.

Nous pouvons, là encore, présumer que la contribution en puissance provenant des ressources post-patrimoniales (entente d'intégration éolienne, biomasse, petite hydro, etc.) demeurera à la suite de nouveaux appels d'offres pour remplacer les contrats qui arrivent à échéance.

## 4.3. Potentiel de développement (énergie et puissance)

Les ressources en puissance du Producteur, représentées au graphique 19, incluent entre autres le rééquipement de certaines des centrales existantes d'Hydro-Québec. Ce rééquipement fournira de la puissance additionnelle totalisant 1 266 MW[38].

Cette valeur, basée sur les études d'impact demandées par HQP à TransÉnergie, est inférieure à celle indiquée dans le *Plan stratégique d'Hydro-Québec 2022-2026*, de quelque 2000 MW d'ici 2026.

Puisque tout ajout de puissance sur le réseau doit faire l'objet d'un examen de la part de TransÉnergie, nous avons décidé de ne pas considérer la valeur de 2 000 MW présentée dans le Plan stratégique d'Hydro-Québec 2022-2026.

L'analyse inclut également la contribution en puissance des deux appels d'offres en cours. À cet effet, nous avons utilisé l'hypothèse que l'A/O de 480 MW d'énergie renouvelable sera gagné par des producteurs éoliens, pour une contribution en puissance réelle de 432 MW. D'ailleurs, le Distributeur a demandé une étude d'impact à TransÉnergie[39] pour l'ajout de 1 200 MWW de puissance liée à l'appel d'offres de 480 MW de puissance. Cela signifie que le Distributeur anticipe une possible contribution de la filière éolienne pour répondre à cet appel d'offres. D'ailleurs, la contribution éolienne liée à ces appels d'offres permet de répondre à l'exigence de l'ajout de 4 TWh de nouvelle production renouvelable au Québec dans l'entente entre Hydro-Québec et le NYSERDA (voir section 2.1.2.2)

Le développement éolien représente le plus grand potentiel de développement à court et moyen termes au Québec.

Selon une étude produite par la firme Helimax, à laquelle réfère le ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec[40], il existe un potentiel technique de plusieurs dizaines de milliers de MW de nouvelle production éolienne à proximité du réseau de TransÉnergie. La plus grande contrainte au développement de cette filière est la capacité du réseau de transport à absorber une grande quantité d'énergie intermittente. À titre indicatif, Hydro-

[38] Cette valeur est basée sur les études d'impact en vigueur déposées par le Producteur sur le site web OASIS d'Hydro-Québec TransÉnergie (213R, 214R, 216R, 227R, 228R, 230R,231R) (http://www.oasis.oati.com/hqt/index.html).
[39] Étude d'impact # 244R (http://www.oasis.oati.com/woa/docs/HQT/HQTdocs/séquence_des_études_impact_FR.pdf)
[40] https://mern.gouv.qc.ca/energie/energie-eolienne/potentiel-eolien-quebec/

Québec indique, dans son plan stratégique 2022-2026[41], vouloir établir une banque de projets éoliens totalisant 3000 MW d'ici 2026, et ce en plus du potentiel éolien lié aux deux appels d'offres présentement en branle (potentiel de 1633 MW). Cela dit, cette filière offre une ressource en énergie à des coûts de l'ordre de 5 à 6 cents le kWh et peut être développée en moins de 5 ans. Contrairement au développement de projet hydroélectrique comme la Romaine, les projets éoliens peuvent être développés graduellement, par petit incrément de puissance installée, ce qui procure une plus grande flexibilité.

Les ressources en puissance du Producteur incluent 263 MW des centrales situées sur la rivière du Lièvre appartenant à Brookfield Renewable Power (Evolugen) présentement sous contrat avec Hydro-Québec pour une période de 40 ans.

À plus long terme, mis à part le développement continu du secteur éolien, les projets d'envergure les plus probables sont le développement du projet Petit-Mécatina ainsi que le projet Gull Island sur le fleuve Churchill, en aval de la centrale Churchill Falls. Hydro-Québec a récemment mentionné[42] vouloir faire une évaluation du potentiel hydroélectrique résiduel au Québec d'ici 2026.

Le projet de développement hydroélectrique Petit-Mécatina consiste à la construction de plusieurs centrales d'une puissance installée totalisant 1 200 MW[43], avec un facteur d'utilisation estimé de 65 % soit l'équivalent d'une contribution en énergie de 6,8 TWh d'énergie. Il est comparable techniquement au projet de la Romaine à la différence que les infrastructures de transport seront plus importantes étant donné sa localisation géographique moins favorable (250 km à l'est du projet Romaine).

Le projet Gull Island consiste à la construction d'une centrale au fil de l'eau d'une puissance de 2 200 MW avec un facteur d'utilisation estimé à 60 % soit l'équivalent d'une contribution en énergie de 11,6 TWh d'énergie. Ce projet est réputé être le développement hydraulique d'envergure le moins cher à développer sur le continent nord-américain.

[41] Pages 28 et 29 (https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique.pdf?v=2022-03-25)
[42] Voir note de bas de page #37
[43] Projet mentionné dans le Plan stratégique d'Hydro-Québec 2009-2013, page 23 (https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/plan-strategique-2009-2013.pdf)

Finalement, selon un document produit par Hydro-Québec en avril 2018 intitulé « *Deep Decarbonization in the Northeastern United States and Expanded Coordination with Hydro-Québec* »[44] Hydro-Québec prévoit une augmentation de la production de 15 TWh sur la période 2018-2050 de ses ressources hydroélectriques, due à une hausse des précipitations découlant des changements climatiques, ainsi que des améliorations de la capacité de production de ses centrales en exploitation.

Conséquemment, nous avons ajusté à la hausse la production hydroélectrique provenant des centrales existantes d'Hydro-Québec, avec un ajout d'énergie de 10,78 TWh en 2045, l'équivalent d'un ajout annuel de 0,47 TWh à partir de 2022.

## 5. Équilibre offre-demande d'Hydro-Québec (bilan en énergie et en puissance)

Après avoir analysé les éléments qui composent la demande en électricité et les éléments qui composent l'offre, nous allons les jumeler pour représenter l'équilibre offre/demande pour la composante énergie et ensuite pour la composante puissance.

Compte tenu des changements législatifs de 2013 à la *Loi sur la Régie de l'énergie*, tel qu'indiqué auparavant, tous les surplus énergétiques du Distributeur sont convertis en énergie patrimoniale inutilisée et ces surplus deviennent dès lors disponibles pour les exportations du Producteur. C'est pourquoi les analyses ci-dessous concernent les ressources et les engagements du Producteur qui, dans les faits, représentent Hydro-Québec dans son ensemble.

[44]Page 28, (https://irp-cdn.multiscreensite.com/be6d1d56/files/uploaded/2018.04.05-Northeast-Deep-Decarbonization-Pathways-Study-Final.pdf )

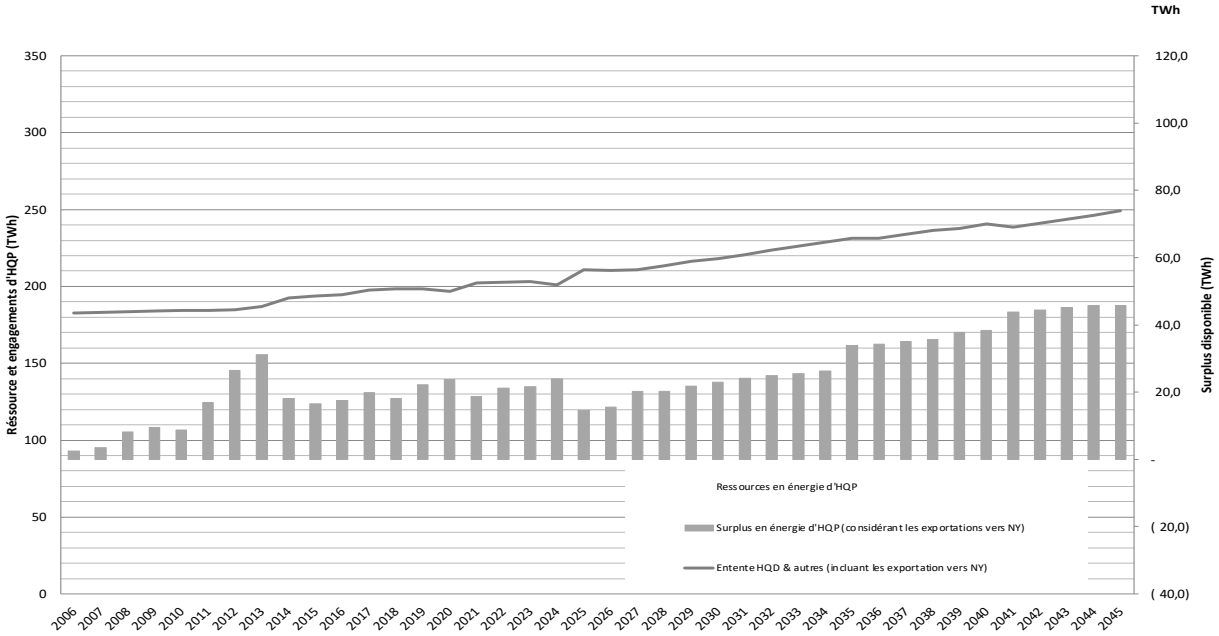
## 5.1. Bilan en énergie du Producteur

Les graphiques 20 et 21 fournissent des représentations graphiques de l'équilibre offre/demande en fonction des éléments discutés dans les sections précédentes, donc pour rappel :

- Nous utilisons la prévision d'Hydro-Québec (100 TWh de nouveaux besoins d'ici 2050[45])
- **Le Distributeur procède à des appels d'offres au fils des ans pour remplacer les contrats qui arrivent à échéance ainsi que pour répondre aux nouveaux besoins anticipés.**
- Le renouvellement du contrat de Churchill Falls, à partir de 2041.
- Deux scénarios d'entente d'exportation sont prévisibles :
    - Scénario 1 : 10,4 TWh d'exportation vers le marché de New York ;
    - Scénario 2 : 10,4 TWh vers NY et entente d'exportation vers le Massachusetts (livraison ferme de 9,45 TWh d'énergie ferme + engagement de maintenir 9,45 TWh d'exportation vers la Nouvelle-Angleterre,) totalisant des engagements de 29,3 TWh.
- Les ajouts des ressources d'Hydro-Québec proviennent des stratégies suivantes :
    - Hausse de la productivité des centrales existantes du Producteur résultant principalement des précipitations accrues dues aux changements climatiques, ainsi que des améliorations aux unités de production des centrales existantes, totalisant 10,31 TWh en 2045.
    - Développement du projet de 1 200 MW sur la rivière Petit-Mécatina, avec un début des livraisons en 2035.
    - Développement graduel de 17 035 MW de source éolienne[46].
    - 8,2 TWh d'économie d'énergie sur la période 2020-2029.

[45] Nous comprenons que cette prévision inclut les engagements potentiels du Massachusetts et de New York (20 TWh)
[46] Cette contribution éolienne pourrait être remplacée en partie par une diminution des besoins liés à des mesures d'efficacité énergétique/autoproduction.

## Graphique 20 : Bilan en énergie du Producteur (Scénario 1)

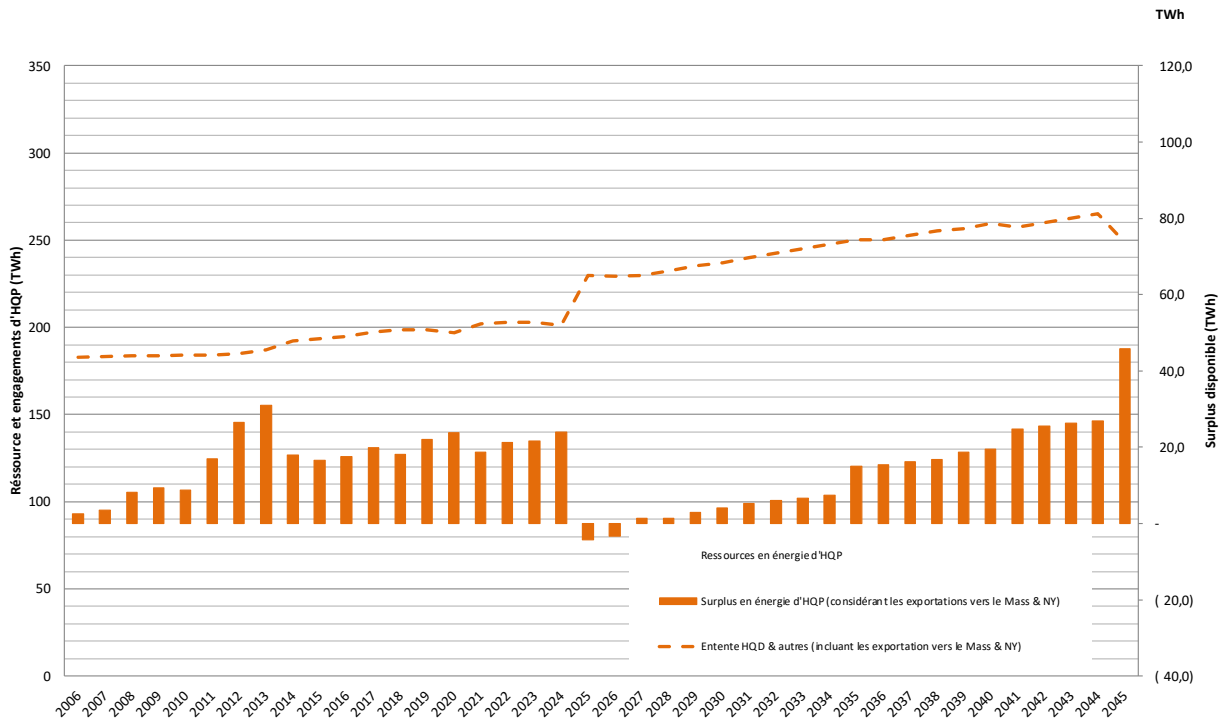



Source : HQD, *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, Site web d'Hydro-Québec.

Le graphique 20 ci-dessus indique que le Producteur disposera de surplus énergétiques conséquents sur l'ensemble de la période, pour le scénario où uniquement le contrat d'exportation avec New York va de l'avant. Ce scénario permet à Hydro-Québec de maintenir un niveau de surplus similaire à celui observé au cours des dernières années.

Toutefois, le scénario 2 (voir Graphique 21) où les contrats d'exportation vers New York et le Massachusetts vont de l'avant implique un resserrement important des surplus à partir de 2025 qui se résorbe graduellement par la suite. Resserrement qui pourrait justifier le recourt plus important aux importations pour rétablir l'équilibre.

## Graphique 21 : Bilan en énergie du Producteur (Scénario 2)




Source : HQD, *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, Site web d'Hydro-Québec.

Ces scénarios ne considèrent pas l'impact potentiel des surplus énergétiques du Distributeur, qui résulteraient en énergie patrimoniale inutilisée, et qui pourraient contribuer à augmenter davantage les surplus du Producteur.

La non-réalisation du projet NECEC dans l'État du Maine (exportation vers le Massachusetts), en raison de son rejet par référendum (novembre 2021), pourrait significativement altérer l'équilibre offre/demande.

Nous sommes d'avis que les chances de réalisation de ce projet sont plutôt faibles. Le scénario sans les exportations fermes vers le Massachusetts apparaît donc le plus probable.

L'ajout d'engagements fermes à l'exportation dépassant 35 TWh[47] à partir de 2025 ainsi que la prévision de la hausse de la demande au Québec, nécessiteront l'ajout de nouvelles ressources énergétiques.

## 5.2. Bilan en puissance du Producteur

Comme pour le bilan en énergie, le graphique 22 représente l'équilibre offre/demande des ressources et engagements en puissance du Producteur. Ces ressources correspondent aux hypothèses mentionnées à la section 5.1. Les ajouts en puissance incluent entre autres les éléments suivants :

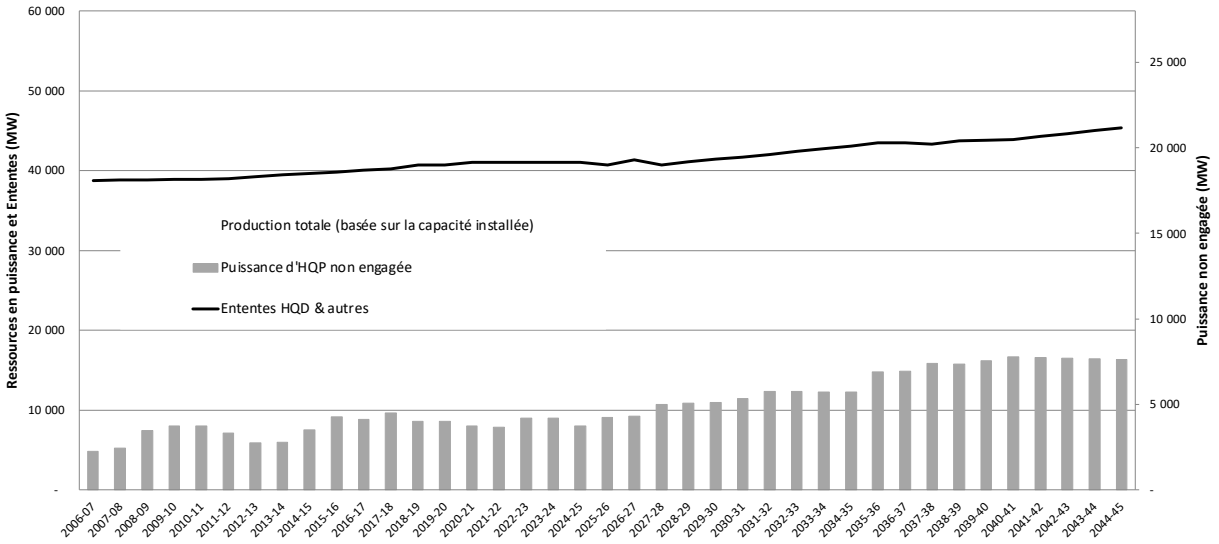
- Ajouts de puissance sur les installations existantes du Producteur : 1266 MW
- Ajout de la puissance des centrales de la rivière du Lièvre appartenant à Énergie renouvelable Brookfield : 263 MW
- Ajout du projet Petit Mécatina : 1 200 MW.

L'ajout de puissance liée à la nouvelle production éolienne est compensé par une contribution du Producteur envers le Distributeur via l'entente d'intégration éolienne.

Il faut également considérer la fin de certains engagements contractuels, totalisant 1 500 MW de puissance, entre le Producteur et le Distributeur qui arrivent à échéance durant la période 2022-2045[48].

[47] 9,45 TWh (plus le maintien du niveau des exportations historiques établit contractuellement à 9,45 TWh) pour l'entente du Massachusetts, 10,40 TWh pour le contrat avec NY, Plus autres engagement totalisant 6 TWh
[48] Fin des contrats de base et cyclables (incluant l'entente d'énergie différée) totalisant 1000 MW en 2027 et fin des 3 contrats de puissance totalisant 500 MW en 2037.

## Graphique 22 : Bilan en puissance du Producteur




Source : HQD, *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, Site web d'Hydro-Québec.

Les engagements en puissance étant relativement moins importants que ceux en énergie, le Producteur bénéficie d'une marge de manœuvre au cours de la période de prévision représentée par les bâtonnets gris au graphique 22.

### 5.3. Autres facteurs à considérer lorsque l'on analyse les exportations d'électricité

L'utilisation des capacités de stockage d'Hydro-Québec par le truchement des grands réservoirs pour absorber la variation des énergies renouvelables intermittentes sur les réseaux voisins est limitée par les capacités d'interconnexion. En effet, les difficultés rencontrées par Hydro-Québec dans les projets d'interconnexion Northern Pass et NECEC laissent présager qu'il sera de plus en plus difficile de développer de nouveaux liens avec les réseaux voisins, en raison des contestations environnementales et sociales.

Enfin, les avancées technologiques dans le domaine du stockage d'énergie (ex. : batteries) et de la gestion intelligente des réseaux offrent aux réseaux voisins une alternative aux services d'équilibrage que pourrait déployer Hydro-Québec.

## 6. Impact environnemental de l'utilisation de l'électricité

En plus des éléments d'analyses soulevés dans les sections précédentes, il est également pertinent de considérer l'impact environnemental lié à l'utilisation de l'électricité produite aux Québec pour différents usages.

En relation avec l'intention du gouvernement du Québec de décarboner l'économie de la province exprimée dans son *Plan pour une économie verte 2030*[49] *(PEV)*, nous allons, dans la présente section, faire une analyse comparative de l'impact environnemental de l'utilisation de l'électricité pour répondre à différents besoins. Ces besoins incluent les exportations d'électricité sur les réseaux voisins. Dans le PEV, le gouvernement réitère, également, son objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de 20 % en 2020 et de **37,5 %** en 2030, par rapport à leur niveau de 1990.

Afin d'orienter notre sélection des différents secteurs pouvant utiliser l'électricité pour réduire l'émission de $CO_2$, nous avons analysé le plus récent *Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre en 2019 et leur évolution depuis 1990*[50], pour bien comprendre les secteurs les plus émetteurs de GES.

Afin de mettre en perspective l'ampleur du défi que représente cet objectif, nous notons que de 1990 à 2019, les émissions de GES au Québec ont diminué de seulement 2,7 %, soit une diminution de 2,34 Mt eq. $CO_2$. Pour atteindre l'objectif du gouvernement (baisse de 37,5%) **le Québec devra donc diminuer ses émissions de 30,15 MT eq. $CO_2$ d'ici 2030, soit une baisse annuelle de 3,76 Mt eq. $CO_2$.**

À titre indicatif, nous avons reproduit, ci-dessous, la figure 1 de l'inventaire québécois de GES 2019 qui établit la répartition des émissions de GES en 2019 :

[49] https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/adm/min/environnement/publications-adm/plan-economie-verte/plan-economie-verte-2030.pdf?1605549736
[50] https://www.environnement.gouv.qc.ca/changements/ges/2019/inventaire1990-2019.pdf

Figure 1
Répartition des émissions de GES au Québec, en 2019, par secteur d'activité

Ainsi les deux plus grands secteurs émetteurs sont le transport (43,3 %) et les industries (29,4 %). Ce document souligne par ailleurs que l'évolution depuis 1990 montre une diminution des émissions provenant des secteurs industriel, résidentiel, commercial et institutionnel qui a largement été annulée par une forte hausse des émissions provenant du secteur des transports.

Forts de ce constat, nous allons analyser plus en détail l'impact sur les émissions de $CO_2$ associé à l'allocation potentielle d'électricité produite au Québec pour les secteurs suivants :

- exportation d'électricité sur les réseaux voisins
- production d'aluminium primaire au Québec
- production agricole en serre
- production d'hydrogène vert
- centres de données et centres de calculs utilisant les chaînes de blocs
- secteur du chauffage des espaces pour les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel
- secteur des transports

## 6.1. Émissions de $CO_2$ résultant de la production d'électricité dans l'État de New York et en Nouvelle-Angleterre

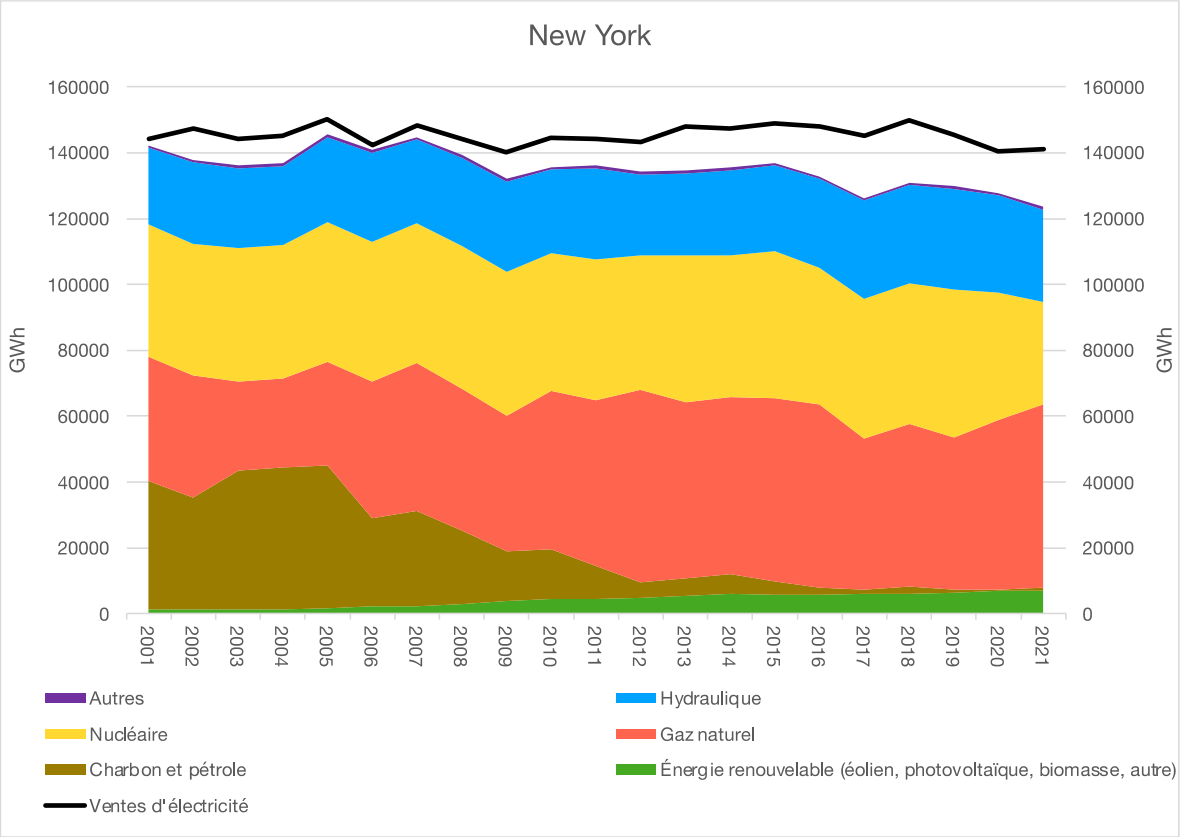
Avec des ressources en électricité provenant de sources renouvelables (hydraulique, biomasse, éolien, solaire, etc.), toute exportation d'électricité du Québec vers les réseaux voisins utilisant, entre autres, des combustibles fossiles pour la production d'électricité a un impact bénéfique sur la réduction des émissions de GES (principalement du $CO_2$).

Cela dit, la composition du parc de production d'électricité des réseaux voisins est en constante progression et tend à être moins intensive en carbone. Afin de décrire cette réalité, nous avons produit une analyse

historique détaillée des émissions de $CO_2$ provenant de la production d'électricité pour les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

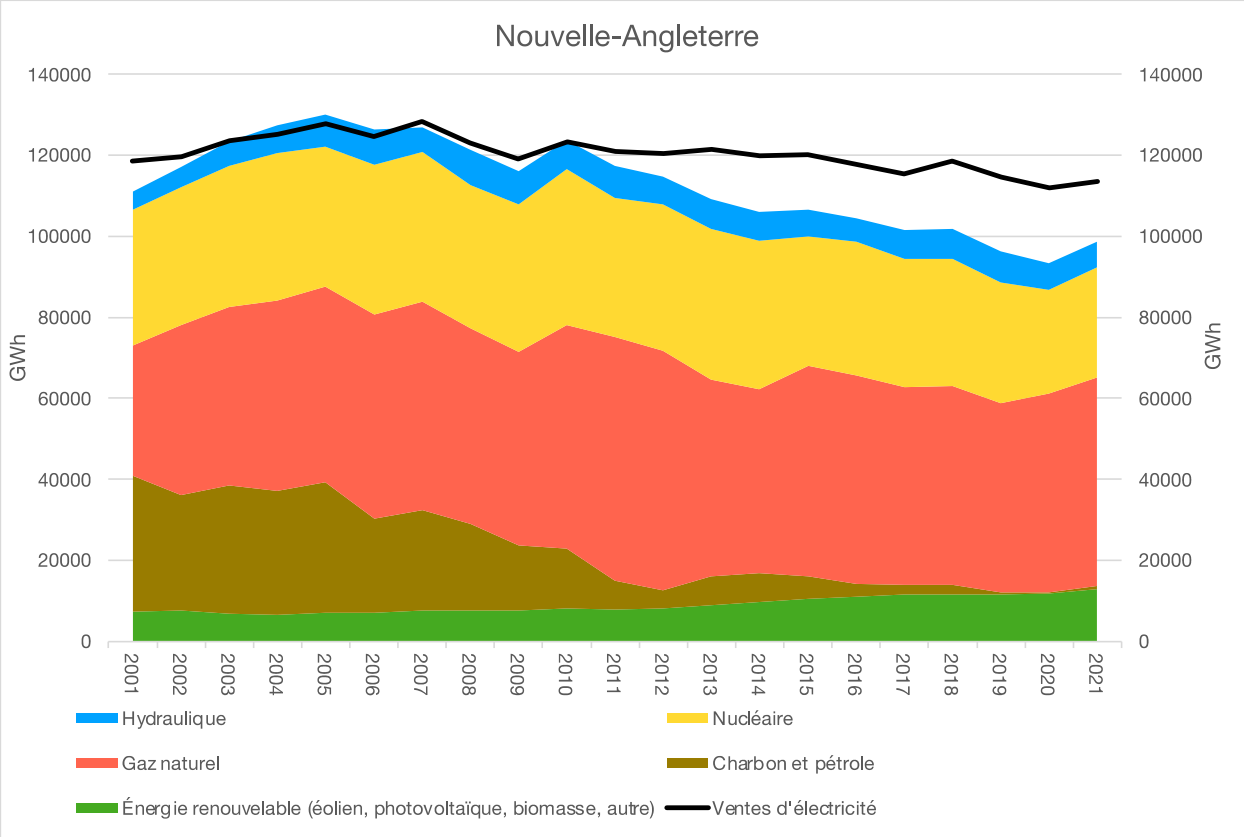
Comme on peut le constater en consultant les graphiques 23 et 24 ci-dessous, la composition du portefeuille de production d'électricité des réseaux de New York et de la Nouvelle-Angleterre a beaucoup évolué au cours des deux dernières décennies.

**Graphique 23 : Portefeuille de production d'électricité de l'État de New York (2001-2021)**




Source : EIA

**Graphique 24 : Portefeuille de production d'électricité des États de la Nouvelle-Angleterre (2001-2021)**




Source : EIA

Le premier constat est que la demande nette d'électricité sur le réseau de la Nouvelle-Angleterre est en baisse significative depuis les années 2004-2007 (-14 TWh entre 2021 et 2007). Cela s'explique par une contribution accrue des mesures d'efficacité énergétique et d'autoproduction[51]. Ce comportement plus économe en consommation d'électricité découle, en partie, des prix de l'électricité très élevés dans cette région. À titre d'exemple, la facture mensuelle pour une consommation de 1000 kWh/mois à New York est de 329 $ comparativement à 74 $ à Montréal.

On note également que l'écart entre les ventes et la production locale a augmenté depuis le milieu des années 2000, ce qui signifie une plus grande contribution des importations pour répondre aux besoins des charges locales. Les importations accrues dans ces deux marchés semblent être corrélées avec l'évolution des exportations d'Hydro-Québec, représentées au graphique 5.

[51] https://www.iso-ne.com/about/key-stats/electricity-use/

Cet écart s'explique également par l'effacement presque complet de la production d'électricité utilisant le charbon et le pétrole comme combustibles, fortement émetteurs de $CO_2$ : -74 TWh entre 2021 et 2005. Cette baisse de production fossile dans ces deux marchés (New York et Nouvelle-Angleterre) a été remplacée en grande partie par les ressources listées ci-dessous :

- Gaz naturel (+27,6 TWh entre 2005 et 2021)
- Énergies renouvelables (+11,4 TWh entre 2005 et 2021)
- Importations nettes (+29,8 TWh entre 2005 et 2021).

Les ajouts de puissance utilisant le gaz naturel s'expliquent par la plus grande disponibilité de ce combustible en raison de la révolution des gaz de schiste et par la baisse conséquente du prix du gaz observée depuis la fin des années 2000.[52]

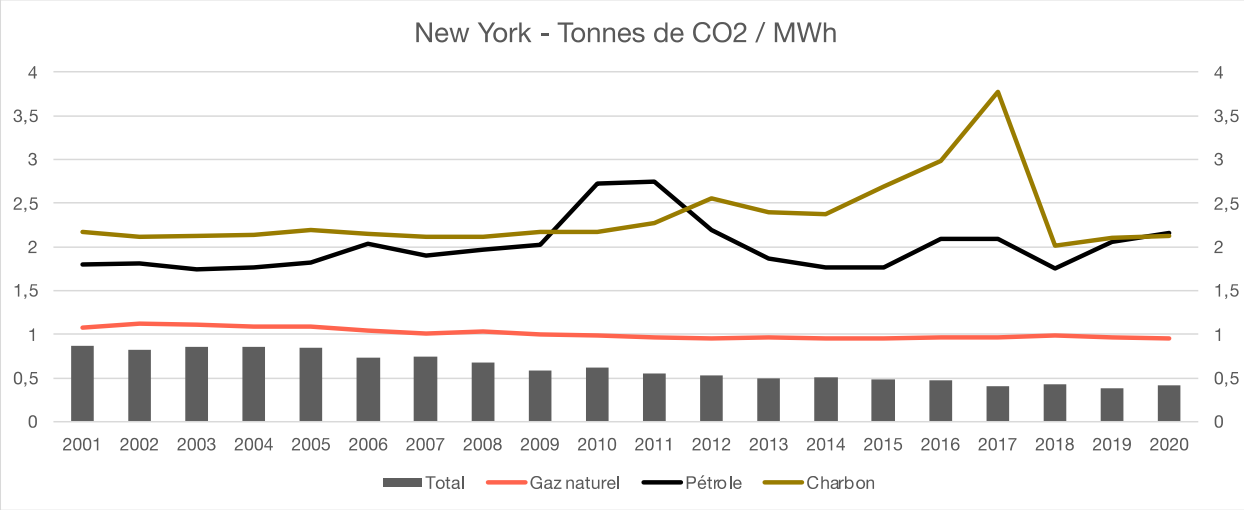
En effet si, en 2008, le prix du gaz atteint 8,86 $ par million de BTU (British Thermal Unit), un sommet, il chute radicalement, à moins de 4 $ par million de BTU dès l'année suivante, en 2009. Du coup, le gaz devient de plus en plus utilisé en production d'électricité. En 2007, le gaz de schiste permet de générer 66 millions de kWh d'électricité. En 2013, cette quantité passe à 408 millions de kWh, soit cinq fois plus. En 2021 : 1,6 milliard de kWh.

La hausse de 11,4 TWh d'énergie renouvelable, principalement éolienne, s'explique par les coûts décroissants de cette filière et ses attributs environnementaux.

Ces ajouts de puissance et d'énergie (gaz, éolien) sont nettement moins intensifs en émissions de $CO_2$ comparativement à la production au charbon et au pétrole. Nous avons représenté l'évolution de l'intensité en carbone des différentes filières énergétiques émettrices de GES pour ces deux marchés aux graphiques 25 et 26 ci-dessous :

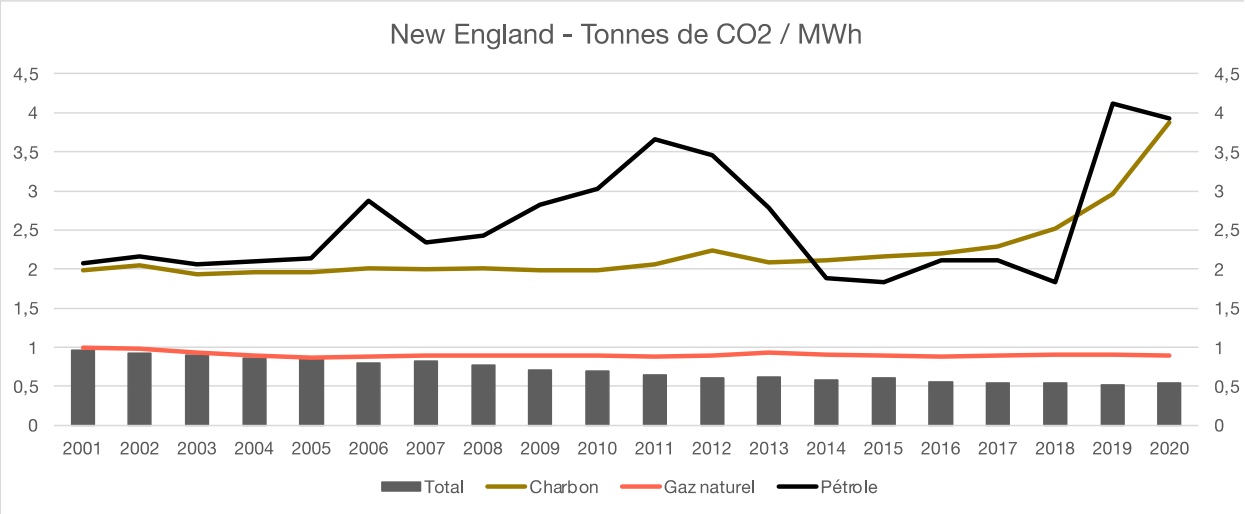
[52] https://www.eia.gov/dnav/ng/hist/rngwhhda.htm

## Graphique 25 : Intensité d'émission de $CO_2$ par MW pour l'État de New York (2001-2020)




Source : EIA

## Graphique 26 : Intensité d'émission de $CO_2$ par MW pour la Nouvelle-Angleterre (2001-2020)




Source : EIA

Comme on peut le noter, les deux juridictions montrent des baisses significatives de l'intensité carbone depuis 2005, année où la production d'électricité à l'aide du charbon a atteint son maximum.

Ainsi, l'intensité carbone moyenne pour l'État de New York est passée de 0,84 tonne $CO_2$/MWh en 2005 à **0,42 tonne $CO_2$/MWh en 2021**, soit une baisse de 50 %. Pour le marché de la Nouvelle-Angleterre, cette valeur est passée de 0,88 tonne $CO_2$/MWh en 2005 à **0,54 tonne $CO_2$/MWh en 2021**, soit une baisse de 38 %.

À la faveur des politiques agressives des États du nord-est des États-Unis en matière de décarbonation, il est à prévoir que la production d'électricité provenant de ressources renouvelables s'accroîtra au cours des prochaines années.

Par exemple, l'État de New York a un objectif de développement de 9000 MW d'éolien extracôtier pour 2035, et la moitié de cette quantité est en développement actif présentement. **Conséquemment, toute chose étant égale par ailleurs, l'avantage comparatif d'Hydro-Québec, du point de vue environnemental, est appelé à s'éroder davantage avec le temps.**

De plus, les contrats conclus entre Hydro-Québec avec NYSERDA et le Massachusetts découlent de processus compétitifs pour l'obtention d'énergie renouvelable. Les livraisons d'énergie en provenance du Québec, provenant en grande partie de ressources existantes, dans le cadre de ces ententes remplacent de l'énergie qui aurait de toute façon été produite avec de nouvelles ressources renouvelables[53].

Contrairement à l'entente conclue avec les trois distributeurs du Massachusetts, le contrat avec NYSERDA ne requiert pas qu'Hydro-Québec maintienne, en sus des nouvelles livraisons, le niveau d'exportation historique.

Conséquemment, la livraison prévue au contrat signé avec le NYSERDA ne représente pas nécessairement une réduction d'émissions de $CO_2$ par rapport à la situation actuelle où Hydro-Québec exporte une quantité significative d'énergie vers l'État de New York.

À titre de démonstration, il y a lieu de considérer l'impact environnemental que représenterait la vente d'électricité au Québec à des industries

[53] Document décrivant les caractéristiques de l'appel d'offres au Massachusetts gagné par Hydro-Québec (https://macleanenergy.files.wordpress.com/2017/03/83d-rfp-and-appendices-final.pdf.)

énergivores, telles que le secteur des alumineries, qui exportent leurs produits.

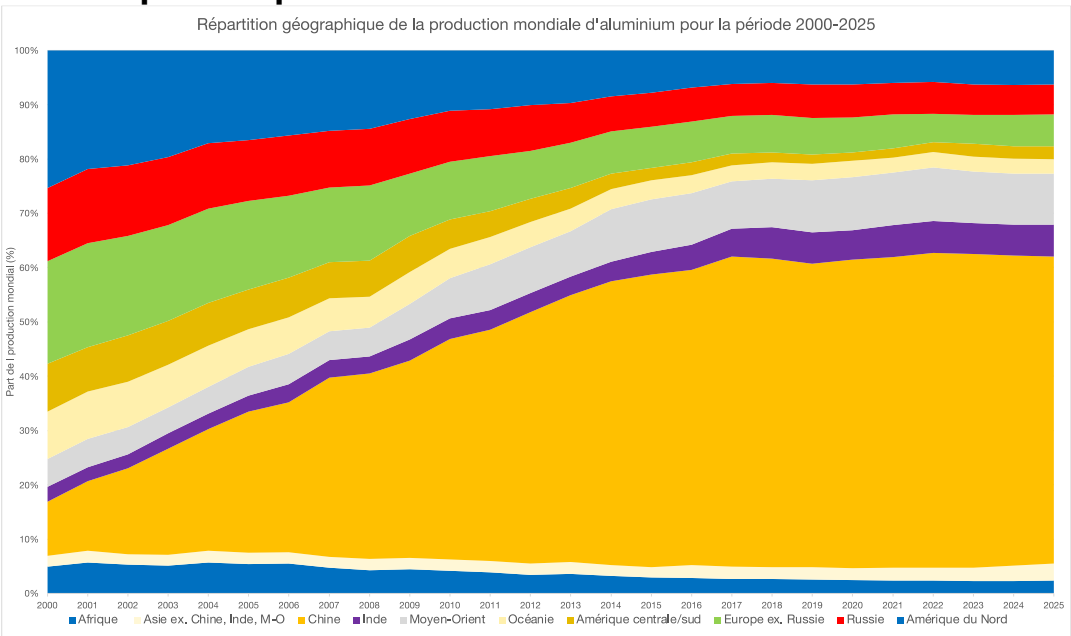
## 6.2. Exemple de l'impact environnemental découlant de l'exportation d'aluminium québécois

Les compétiteurs des alumineries québécoises sont souvent situés dans des juridictions où l'électricité est produite à partir de combustibles fossiles, avec une intensité carbone beaucoup plus importante que celle des alumineries québécoises.

L'aluminium produit au Québec est en grande partie exporté à l'étranger[54]. C'est une commodité transigée mondialement sur un marché liquide[55] où le prix de celle-ci découle de l'équilibre offre-demande à l'échelle planétaire[56].

Le graphique 27 ci-dessous représente l'évolution historique de la répartition de la production mondiale d'aluminium sur la période 2000 à 2025.

**Graphique 27 : Répartition géographique de la production mondiale d'aluminium pour la période 2000-2025**




Source : CRU 2022

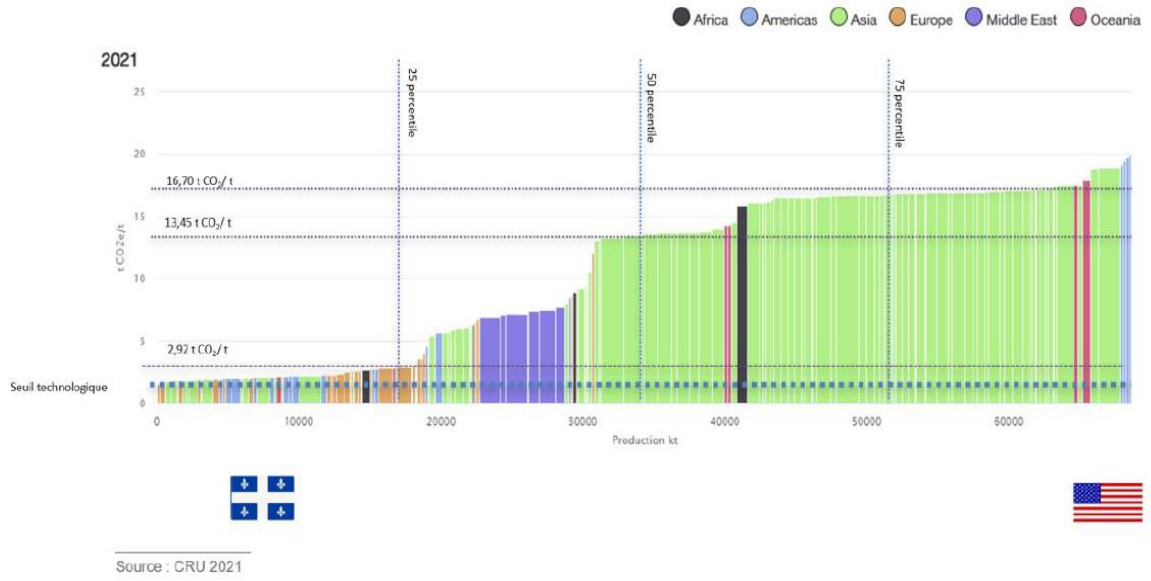
[54] Principalement aux États-Unis.
[55] LME London Metal Exchange (https://www.lme.com/en/Metals/Non-ferrous/LME-Aluminium#Trading+day+summary)
[56] https://www.lme.com/en/metals/non-ferrous/lme-aluminium#Trading+day+summary

Comme on peut le constater, le portefeuille de production mondiale a grandement évolué depuis 2000. On note un déplacement de la production de l'Europe et de l'Amérique du Nord vers la Chine, l'Inde et le Moyen-Orient. À titre illustratif, la part de la Chine dans la production mondiale est passée de 10 % en 2000 à 57 % en 2021.

Afin de déterminer l'impact environnemental de l'exportation de l'aluminium québécois, il faut la comparer aux autres sites de production et ceux à venir. À cet effet, nous allons nous appuyer sur des analyses produites publiquement par l'AAC, qui reflètent la position concurrentielle des alumineries du Québec par rapport aux alumineries situées ailleurs dans le monde[57].

## Graphique 28 : Positionnement des usines du Québec en comparaison avec les usines de productions primaires mondiales – intensité d'émissions de GES

Figure 7 – Positionnement des usines du Québec en comparaison avec les usines de production primaire mondiales – Intensité d'émissions de GES – Scope 1 et 2




Source : CRU 2021

* Les usines apparaissant sur ce graphique n'ont pas toutes les mêmes entités de production, **certaines comportent des activités industrielles supplémentaires à l'électrolyse dont la production d'anodes**

Source : AAC

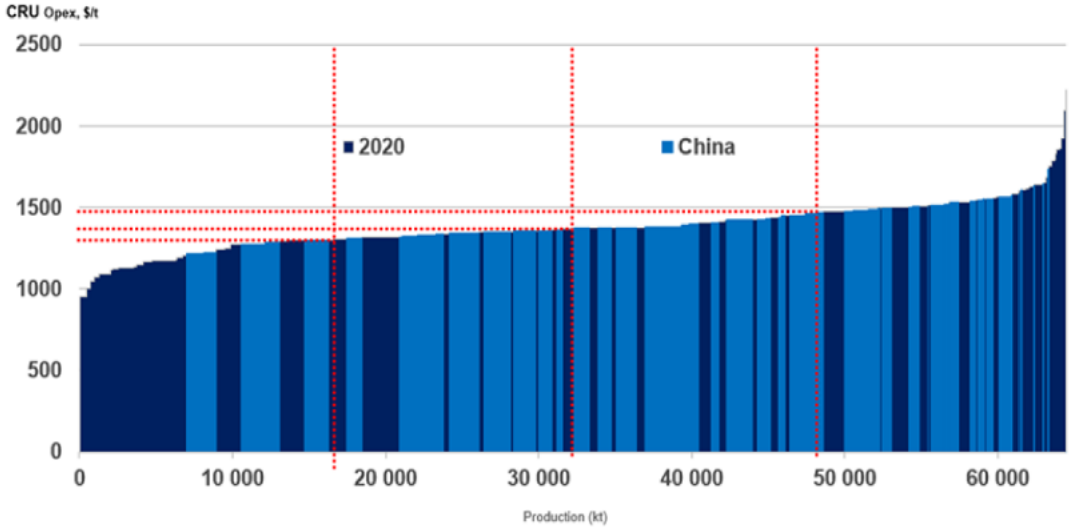
[57] Position de l'Association de l'aluminium du Canada sur le cadre proposé pour la période 2024-2030 du système de plafonnement et d'échange de droit d'émission de gaz à effet de serre, déposée dans le cadre de la préconsultation de la révision réglementaire tenue au printemps 2021.

On constate que les alumineries québécoises sont situées dans le premier quartile en termes d'intensité d'émissions de $CO_2$. On note par ailleurs que les alumineries en Asie sont en grande partie plus émettrices de $CO_2$ que celles du Québec notamment à cause de leur source énergétique.

Le graphique 29 montre par ailleurs le positionnement des alumineries québécoises par rapport aux coûts de production unitaires des autres alumineries dans le monde.

**Graphique 29 : Courbe des coûts de production pour l'industrie mondiale de production d'aluminium primaire en 2020**

Figure 2 – Courbe des coûts de production pour l'industrie mondiale de production d'aluminium primaire en 2020




*Source: CRU, 2021*

Source : AAC

Le graphique 29 démontre qu'il existe de nombreuses alumineries qui ont des coûts de production supérieurs à ceux des alumineries du Québec. Une majorité d'entre elles sont situées en Chine. Toutefois selon l'OCDE[58], les alumineries chinoises ont bénéficié de subventions gouvernementales directes et indirectes dépassant les 60 milliards de dollars. Ces subventions ont un impact à la baisse sur leurs coûts de production.

[58] https://www.oecd-ilibrary.org/trade/measuring-distortions-in-international-markets_8fe4491d-en

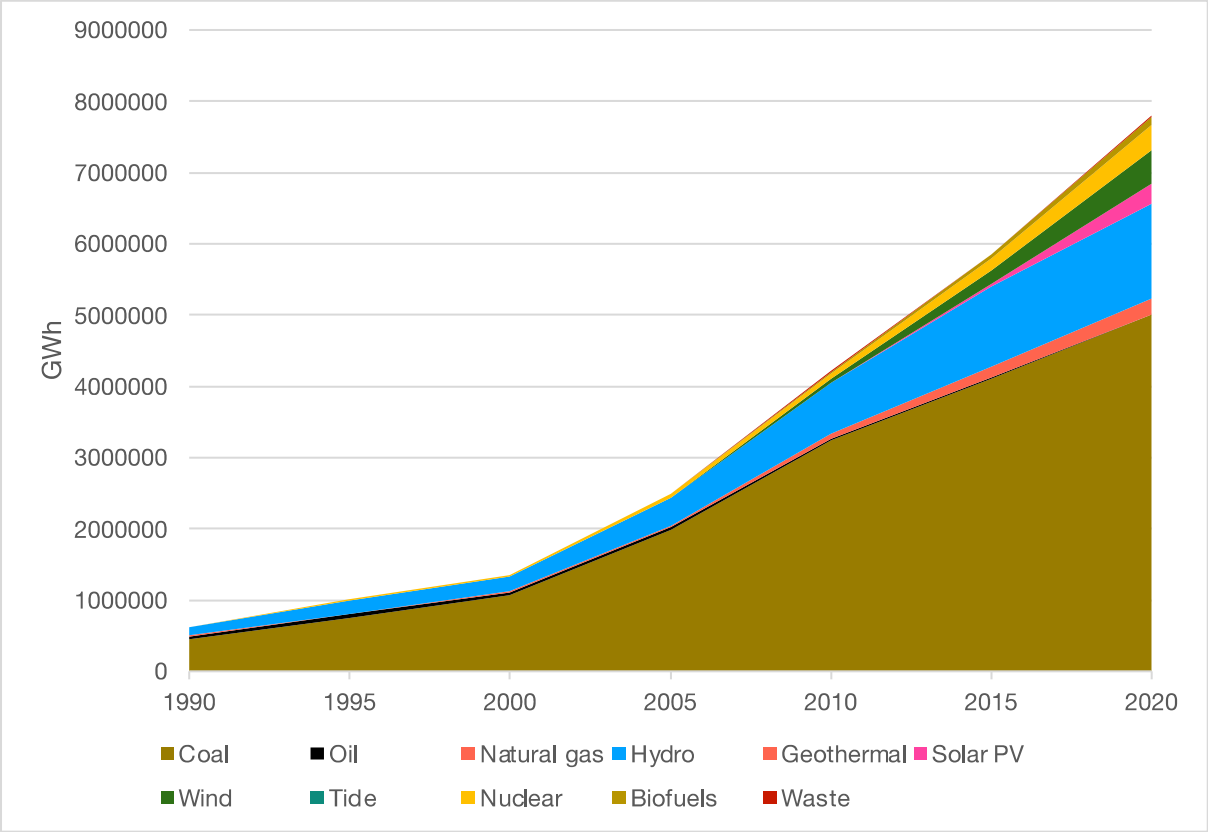
Selon les coûts et les capacités de production ainsi que le portfolio de futurs projets il est raisonnable de présumer que les ajouts proviendront de la Chine, de l'Inde et du Moyen-Orient : trois régions du monde ayant comme caractéristiques d'avoir un parc de production d'électricité à haute teneur en carbone[59]. La Russie est également un producteur d'aluminium d'importance, qui comme le Québec utilise l'hydroélectricité comme source d'électricité. Cela dit, la situation géopolitique actuelle affecte négativement sa position concurrentielle.

Bien que les capacités de production d'aluminium excédentaire se retrouvent en grande partie en Chine, les exportations d'aluminium produites aux Québec vers les États-Unis sont généralement directement en compétition avec l'aluminium produit au Moyen-Orient (Émirats arabes unis, Bahreïn) qui produise leur aluminium avec de l'électricité produite avec du gaz naturel[60][61]. Cela dit, comme mentionné précédemment, le marché de l'aluminium est mondialement intégré. Cela signifie qu'ultimement, la capacité de production d'aluminium marginale est située en Chine. À titre d'exemple, toute chose étant égale par ailleurs, le remplacement potentiel d'une tonne d'aluminium du Québec par une tonne d'aluminium produite au Moyen-Orient, générera le besoin de produire une tonne d'aluminium produite en Chine pour remplacer la tonne d'aluminium redirigée vers l'Amérique du Nord. C'est pourquoi nous allons concentrer notre analyse sur l'impact environnemental de la production d'aluminium en Chine.

Afin d'évaluer cet impact en termes d'émissions de $CO_2$, nous avons représenté dans un graphique l'évolution des différentes sources de production d'électricité en Chine.

[59] En 2019, 72% de la production d'électricité en inde provient du charbon (source : Page 114, Tableau 3.2 du document suivant : https://iea.blob.core.windows.net/assets/1de6d91e-e23f-4e02-b1fb-51fdd6283b22/India_Energy_Outlook_2021.pdf). La production d'électricité servant à produire l'aluminium au Moyen-Orient provient du gaz naturel.
[60] En 2019, 97% de la production d'électricité aux Émirats arables unis provient du gaz naturel (https://www.iea.org/countries/united-arab-emirates)
[61] En 2019, 100% de la production d'électricité au Bahreïn provient du gaz naturel (https://www.iea.org/countries/bahrain)

**Graphique 30 : Production d'électricité en Chine (1990 à 2020)**




Source : IEA

En utilisant les données de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), nous constatons que la production de l'électricité avec du charbon représente 64 % de la production totale d'électricité en Chine en 2020.

De plus, les autorités chinoises ont pour objectif de continuer à accroître les capacités de transit des interconnexions entre les différentes régions du pays[62]. Cette démarche vise à mettre en place un réseau unifié dans tout le pays. La création d'un réseau électrique unifié fait en sorte que l'ajout d'une nouvelle charge sur le réseau, peu importe sa localisation en Chine, aura pour effet de créer le besoin de production d'électricité à la marge, soit de l'électricité produite avec du charbon.

Conséquemment, nous jugeons raisonnable l'utilisons du portefeuille de production actuelle en électricité de la Chine pour déterminer le niveau d'intensité carbone lié à la demande d'électricité des alumineries dans ce pays.

En combinant ce portefeuille de production utilisant en grande partie le charbon et les niveaux d'intensité carbone de la Chine dans le tableau reproduit ci-dessous[63], nous estimons que l'intensité carbone moyenne de la production d'électricité en Chine atteint 0,82 tonne de $CO_2$/MWh.

Table 2. Life cycle CO2 emissions from different power generation sources

| | Hydro | Coal | Natural Gas | Nuclear | Wind | Solar | Others |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| Life cycle emissions (g/kWh) | 13 | 1230 | 856 | 17 | 46 | 76 | 97 |

Source: [17]

Toutefois, en considérant le fait que les alumineries chinoises sont un peu plus efficaces que celles situées au Québec[64], soit 13,5 MWh/tonne d'aluminium vs 14 MWh/tonne d'aluminium, nous appliquons un facteur de 0,96 (13,5 / 14) à l'intensité carbone de la Chine de 0,82 tonne de $CO_2$/MWh. Ainsi, nous estimons le taux d'intensité carbone de **0,79 tonne de $CO_2$/MWh** à l'électricité pour produire de l'aluminium en Chine comparativement à celle produite au Québec[65]. **À titre illustratif, en excluant les émissions de $CO_2$ lié au procédé, le remplacement d'une tonne d'aluminium produite au Québec par une tonne produite en Chine engendrera l'émission de 11 tonnes de $CO_2$ supplémentaire dans l'atmosphère[66]**.

Ce taux d'intensité carbone (**0,79 tonne de $CO_2$/MWh**) est significativement plus élevé que celui-ci observé sur les marchés d'exportation du Québec (**0,42 tonne de $CO_2$/MWh à New York et 0,53 tonne de $CO_2$/MWh Nouvelle-Angleterre**).

**En fait, l'intensité carbone de la production d'électricité en Chine est 1,7 fois plus importante que l'intensité carbone moyenne de la production d'électricité à New York et en Nouvelle-Angleterre.**

Aussi, dans une perspective d'émissions globales de $CO_2$, la vente d'électricité à des alumineries au Québec réduit davantage les émissions de $CO_2$ que les exportations d'électricité sur les marchés de New York et du Massachusetts.

[63] Page 2782 du document :China's electricity emission intensity in 2020 – an analysis at The 15th International Symposium on District Heating and Cooling provincial level Assessing the feasibility of using the heat demand
[64] https://international-aluminium.org/statistics/primary-aluminium-smelting-energy-intensity/
[65] Nous utilisons l'hypothèse que l'intensité carbone de l'électricité vendue aux alumineries québécoises est de 0 tonne de CO2/MWh.
[66] 0,82 Tonne de CO2 /MWh * 13,5 = 11,07 Tonnes de CO2/tonne d'aluminium.

Il faut comprendre que l'analyse comparative liée à l'utilisation de l'électricité pour la production de l'aluminium au Québec vs la production chinoise ne considère pas les émissions de $CO_2$ liés au procédé de fabrication de l'aluminium. Étant donné qu'actuellement, les émissions de $CO_2$ par tonne d'aluminium produite au Québec (2 tonnes de $CO_2$/tonne d'aluminium[67]) sont similaires à celles issues des procédés provenant des alumineries chinoises, une telle comparaison s'avère inutile.

Cela étant dit, il est important de considérer que le développement éventuel de nouveaux procédés pour la fabrication de l'aluminium, tel qu'ELYSIS[68], pourrait avoir un impact significatif sur les émissions de $CO_2$.

Ainsi, l'octroi de blocs d'énergie à des prix compétitifs permettrait aux alumineries du Québec de mettre de l'avant des procédés technologiques de rupture innovants, qui réduirait encore davantage l'impact carbone autant localement que globalement.

## 6.3. Autres secteurs d'activités industriels pouvant avoir un impact positif sur la décarbonation

Comme mentionné à la section 2.1.1.2, les secteurs émergents expliquent en partie la hausse des besoins en électricité au cours des prochaines années. Nous allons déterminer l'impact de cette nouvelle demande d'électricité sur les émissions de GES en termes de tonne de $CO_2$ par MWh pour certains de ces secteurs émergents.

### 6.3.1. Production en serres

Entre 14 % et 25 % des dépenses totales d'exploitation des serres au Québec servent au chauffage, à l'éclairage et au fonctionnement des appareils de gestion du climat. Les producteurs en serres se tournent toujours plus vers l'utilisation d'énergies renouvelables pour le chauffage de leurs installations : biomasse, électricité, géothermie, etc.

Afin de soutenir l'alimentation locale au bénéfice des consommateurs, de même que pour augmenter l'autonomie alimentaire du Québec, le

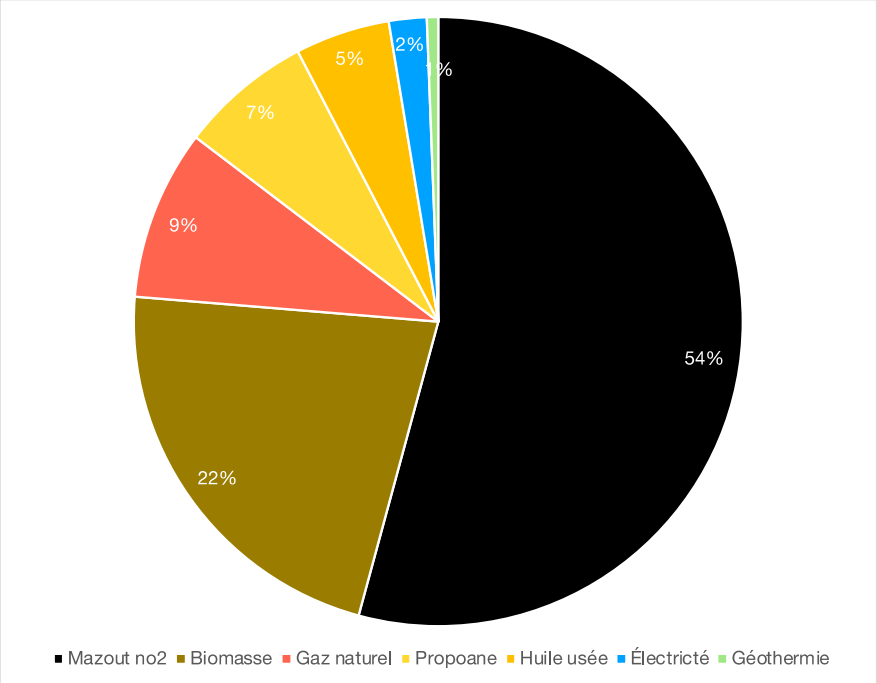
[67] AAC (https://aac.metrio.net/indicators/environnement/emissions/emissions_ges)
[68] https://www.elysis.com/fr/elysis

gouvernement a mis en œuvre la *Stratégie de croissance des serres 2020-2025*[69]. À terme, cette stratégie permettra de doubler le volume de la culture des fruits et des légumes en serres, en misant sur des sources d'énergie renouvelable reconnues pour leur faible empreinte environnementale.

D'ailleurs, la Régie de l'énergie a autorisé la demande d'Hydro-Québec d'alléger les critères d'admissibilité à un tarif d'électricité préférentiel pour l'éclairage de photosynthèse ou le chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux[70]. Ces modifications permettent aux plus petites exploitations d'avoir accès au tarif préférentiel et rendent éligible l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des espaces[71].

Selon un document produit par l'Institut de recherche et de développement en agroenvironnement (IRDA) intitulé *Consommation d'énergie et émissions de gaz à effet de serre en production serricole au Québec*.[72], les sources d'énergie pour le chauffage des espaces des serres est en grande partie d'origine thermique :

**Graphique 32 : Superficies chauffées entre 2010 et 2015 (%)**




Source : IRDA

[69] https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/croissance-serres
[70] http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/550/DocPrj/R-4127-2020-A-0041-Dec-Dec-2020_12_01.pdf
[71] Section 7 du document suivant: https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf?v=20210517
[72] https://www.serres.quebec/consommation-energetique-et-emissions-de-ges/

La superficie totale des serres a été relativement stable sur la période 2010 à 2020 avec un peu plus de 2 500 000 millions de $m^2$ [73]. Cela dit, comme mentionné précédemment, la pandémie a incité le gouvernement à favoriser une plus grande production agroalimentaire au Québec. De plus, le Distributeur anticipe une hausse des ventes pour la production en serres sur la période 2021 à 2029 de 0,6 TWh, soit une hausse de 300 % par rapport au niveau actuel.

Afin d'établir l'impact environnemental de l'électrification de la culture en serre, nous avons estimé la quantité de tonnes de $CO_2$ évitée si le chauffage des serres est converti à l'électricité.

Le tableau 2 ci-dessous indique l'intensité carbone pour chaque type de carburant remplacé par l'électricité pour le chauffage en serre au Québec :

**Tableau 2 : Intensité carbone par type de carburant remplacé par de l'électricité (tonne de $CO_2$/MWh)**

| | |
|---|---|
| **Mazout n°2** | 0,25 |
| **Gaz naturel** | 0,18 |
| **Gaz propane** | 0,21 |

Source : IRDA, IEA[74]

On note que les volumes de tonnes de $CO_2$ évités varient d'un type de carburant à l'autre.

Il faut également souligner qu'en plus de la volonté de décarboner l'opération des serres existantes, le gouvernement envisage stimuler le développement de nouvelles capacités serricoles par une utilisation accrue de l'électricité à bas prix. Conséquemment, cette nouvelle demande d'électricité ne remplace pas l'utilisation de combustible fossile, donc cela n'a pas d'impact direct sur la réduction de GES.

Cela dit, les niveaux d'intensité carbone des différents carburants servant à chauffer les serres existantes sont moins importants que ceux associés à la production d'électricité des marchés américains discutés à la section 6.1. Cela s'explique par le fait que les systèmes de chauffage des espaces aux

[73] Rapport d'analyse de l'UPA déposé à la Régie de l'Énergie, Page 31, Figure 11 (http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/550/DocPrj/R-4127-2020-C-UPA-0022-Preuve-Autre-2020_11_02.pdf)
[74] https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=73&t=11

combustibles fossiles sont plus efficaces que ceux utilisés pour la production d'électricité.

### 6.3.2. Hydrogène vert

- L'hydrogène peut être produit à l'aide de différent type d'énergie (ex. : nucléaire, renouvelable, combustion de combustibles fossile, etc.) mais l'hydrogène est dit « vert » lorsque sa méthode de production repose sur des sources d'énergie renouvelable. L'hydrogène vert est produit par l'électrolyse de l'eau, qui permet de décomposer les molécules d'eau ($H_2O$) et en extraire l'hydrogène. L'électrolyse est un processus qui n'émet pas de gaz à effet de serre. Un des aspects intéressant de l'hydrogène est que Comme l'électricité, celui-ci est un vecteur énergétique. Toutefois, contrairement à l'électricité, l'Hydrogène sous forme liquide ou gazeuse à l'avantage de pouvoir être transporté et entreposé plus facilement. L'hydrogène vert est un outil fort intéressant pour décarboner plusieurs secteurs de l'économie :
    - production d'acier
    - production de pétrole
    - production d'ammoniac et d'engrais
    - production de verre
    - etc.
- Utilisation dans le secteur des transports :
    - Véhicules électriques avec piles à combustible fonctionnant à l'hydrogène,
    - Remplacer les carburants fossiles par des carburants synthétiques, produits avec de l'hydrogène
- Utilisation dans le réseau gazier
- Utilisation pour entreposer de l'énergie :
    - Production d'électricité en région éloignée non raccordée au réseau
    - Entreposage d'électricité produite par des ressources d'énergie variable, par exemple l'énergie éolienne et solaire.

La principale difficulté avec cette technologie est son coût de production. En effet, l'hydrogène vert nécessite une grande quantité d'électricité. À titre illustratif, il faut 50 MWh pour produire une tonne d'hydrogène. Toutefois cette même tonne d'hydrogène contient uniquement l'équivalent de

33 MWh[75]. Il faut donc 1,5 MWh pour produire 1 MWh provenant de l'hydrogène.

**Tableau 3 : Intensité carbone par type de carburant remplacé par de l'hydrogène (tonne de $CO_2$ / MWh)**

| | |
|---|---|
| **Mazout n°2** | 0,16 |
| **Gaz naturel** | 0,12 |
| **Gaz propane** | 0,14 |

Source : H2tools.org, IEA

Ainsi, les niveaux d'intensité carbone évités sont inférieurs à ceux estimés à la section précédente traitant des serres.

Avec la technologie actuelle, il est généralement plus efficace de remplacer les combustibles fossiles par l'électricité directement que par le truchement de l'hydrogène.

Cela dit, dans certains secteurs où l'utilisation de l'électricité est limitée, comme c'est le cas pour certains procédés industriels ou pour les transports, l'utilisation de l'hydrogène pourrait s'avérer un moyen efficace pour décarboner l'économie.

### 6.3.3. Centres de données et centres de calculs utilisant les chaînes de blocs

Les centres de calculs utilisant la technologie des chaînes de blocs œuvrant dans le secteur des cryptomonnaies sont des industries énergivores, qui recherchent généralement des endroits où les prix de l'électricité sont bas.

Ces centres de calculs ne requièrent pas beaucoup de main-d'œuvre et ne nécessitent pas un réseau internet de grande capacité. Conséquemment, ces entreprises peuvent s'installer dans presque toutes les régions du monde. Les dernières tendances de l'industrie indiquent que ces entreprises recherchent de l'énergie à bas prix provenant de ressources renouvelables[76]. Dans une perspective globale d'émissions de $CO_2$, l'octroi de blocs d'énergie à cette industrie, au Québec, avec de l'énergie renouvelable, déplace de la production marginale utilisant en partie de l'électricité déjà à faible empreinte

[75] https://www.carboncommentary.com/blog/2021/6/11/some-rules-of-thumb-of-the-hydrogen-economy
[76] https://restofworld.org/2022/paraguay-bitcoin-dam/, https://www.technologyreview.com/2020/02/27/905626/how-texass-wind-boom-has-spawned-a-bitcoin-mining-rush/

carbone. Toujours dans une perspective globale, le gain environnemental est plus limité.

Contrairement au centre de calculs utilisant la technologie des chaînes de bloc, le prix de l'électricité n'est pas un facteur déterminant dans le choix de leur emplacement géographique pour les centres de données, qui hébergent des serveurs informatiques associés à l'utilisation toujours croissante de l'internet. Selon une étude du *Harvard Business School*, un milieu urbain, offrant l'accès à un grand nombre de sous-traitants qualifiés, ainsi qu'une proximité avec leurs clients, sont les éléments les plus importants dans la sélection d'un site pour l'installation de leurs équipements.

D'ailleurs on note que les plus grands centres de données dans le monde sont présentement situés, pour la plupart, en région urbaine, et ces sites n'ont pas comme caractéristique une offre d'électricité à faible prix[77]. Ainsi, l'octroi de blocs d'électricité à des centres de données dans les centres urbains du Québec pourrait avoir un impact environnemental favorable puisqu'il déplacerait fort probablement la consommation d'électricité, pour cet usage, dans d'autres régions urbaines, ailleurs dans le monde, ayant généralement un parc de production électrique avec une intensité carbone plus importante.

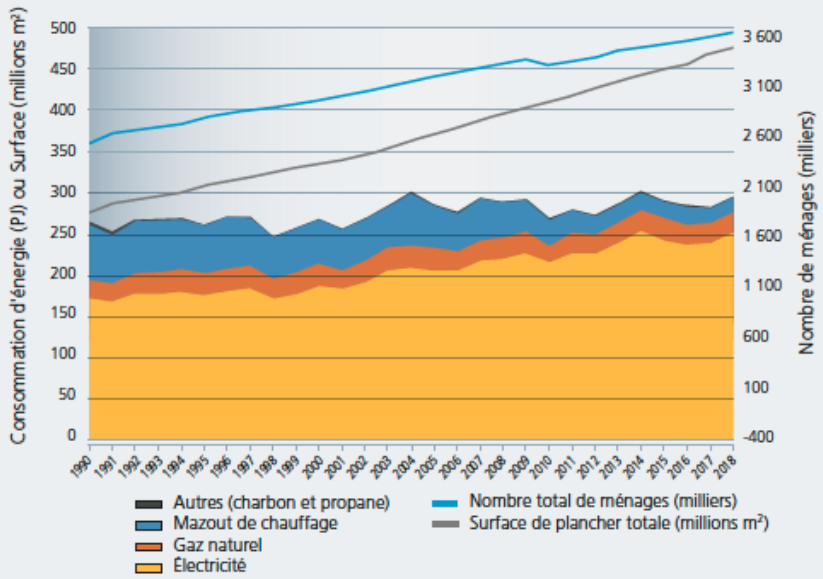
## 6.4. Décarbonation du chauffage des espaces

Les émissions de GES (8,4 Mt éq. $CO_2$) provenant des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel représentent 10 % des émissions totales du Québec en 2019. Ces émissions proviennent principalement de l'utilisation de combustible fossile pour le chauffage des espaces. Ces émissions ont diminué de 24,9 % par rapport à 1990.

Comme on peut le constater à la lecture de la figure 21 de *l'Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre 2019* reproduite ci-dessous, la diminution s'explique tant par une moins grande utilisation du pétrole pour le chauffage des espaces , que par l' amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments.

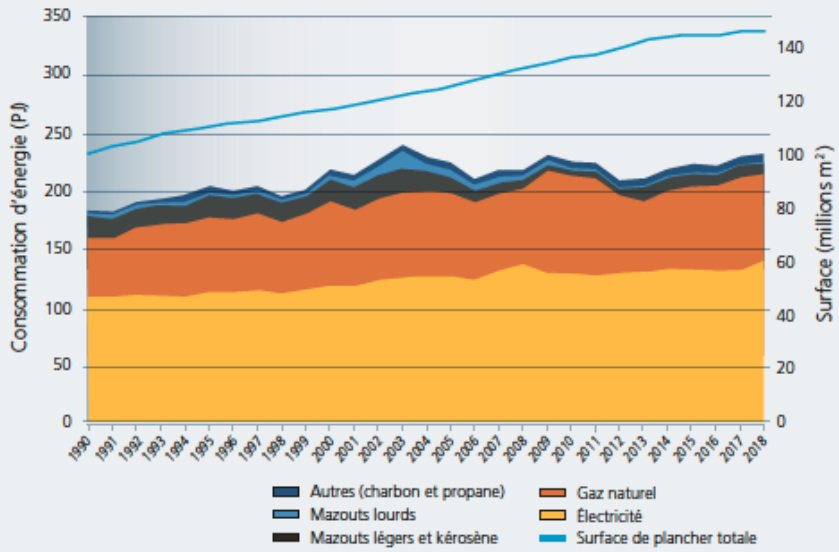
[77] https://www.hbs.edu/ris/Publication%20Files/21-042_41fd0b0b-f225-481e-a40d-f8ee35002c20.pdf

Figure 21
Utilisation d'énergie (valeur cumulative)
du secteur résidentiel, nombre de ménages
et surface habitable (RNCan, 2020b, 2021a)




La figure 22 du même document, reproduite ci-dessous, montre l'évolution de la consommation d'énergie pour les secteurs commerciaux et institutionnels.

Figure 22
Utilisation d'énergie (valeur cumulative)
et surface de plancher dans le secteur
commercial et institutionnel (RNCan 2020c, 2021b, MERN, 2021b)




Comme pour le secteur résidentiel, on note une hausse de l'efficacité énergétique de ces secteurs puisque la croissance des surfaces a crû plus

rapidement que la croissance de la consommation énergétique. De plus, on note que le gaz naturel représente une plus grande proportion de la consommation énergétique comparativement au secteur résidentiel.

Dans le PEV, le gouvernement mentionne vouloir réduire davantage les émissions de GES associées au chauffage des espaces. Plus précisément, le gouvernement a pour objectif d'électrifier une part croissante du chauffage actuellement assuré par le gaz naturel[78].

En réaction au PEV, Hydro-Québec et Énergir (les demanderesses), on conclut une entente pour convertir du gaz naturel à l'électricité une portion significative du chauffage des espaces et de l'eau. Cette entente consiste à inciter les clients existants et potentiels d'Énergir à opter pour des systèmes de chauffage biénergie. L'objectif est de convertir l'utilisation du gaz naturel par de l'électricité pour la majorité des heures de l'année. Le gaz naturel serait utilisé uniquement durant les heures de pointe du réseau d'électricité. Cette entente doit recevoir l'approbation de la Régie de l'énergie[79].

Dans un des documents justificatifs déposés par les demanderesses à la Régie, celles-ci ont produit les tableaux suivants indiquant les objectifs de réduction de GES associés à cette initiative ainsi que la quantité d'électricité requise pour assurer la conversion :

**TABLEAU 12 :**
**VOLUMES DE CONVERSION À LA BIÉNERGIE PROJETÉS ET RÉDUCTION DE GES ASSOCIÉE**

| | | Biénergie | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 2025 | 2030 | Potentiel |
| **Résidentielle** | Mm³ | **49** | **110** | **182** |
| Espace | Mm³ | 35 | 79 | 131 |
| Eau | Mm³ | 14 | 31 | 50 |
| **Commerciale** | Mm³ | **35** | **79** | **130** |
| Espace | Mm³ | 30 | 67 | 111 |
| Eau | Mm³ | 5 | 12 | 19 |
| **Institutionnel** | Mm³ | **44** | **98** | **163** |
| Espace | Mm³ | 41 | 92 | 153 |
| Eau | Mm³ | 3 | 6 | 10 |
| **Total** | Mm³ | **127** | **287** | **474** |
| Espace | Mm³ | 106 | 239 | 395 |
| Eau | Mm³ | 21 | 48 | 79 |
| **GES évités** | Mt. CO2 eq. | **0,24** | **0,54** | **0,89** |

[78] PEV 2030, page 53 (voir la note de bas de page # 49)
[79] http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=597&phase=1&Provenance=A&generate=true

**TABLEAU 13 :**
**VOLUMES CONVERTIS À L'ÉLECTRICITÉ – SCÉNARIO BIÉNERGIE**
**(GWH)**

| | Biénergie | | |
|---|---|---|---|
| | 2025 | 2030 | Potentiel |
| **Résidentielle** | **391** | **881** | **1 468** |
| Espace | 294 | 661 | 1 101 |
| Eau | 98 | 220 | 366 |
| **Commerciale** | **186** | **419** | **698** |
| Espace | 149 | 336 | 560 |
| Eau | 37 | 82 | 137 |
| **Institutionnelle** | **239** | **538** | **896** |
| Espace | 220 | 495 | 825 |
| Eau | 19 | 43 | 71 |
| **Total** | **817** | **1 837** | **3 062** |
| Espace | 663 | 1 492 | 2 487 |
| Eau | 153 | 345 | 575 |

Ainsi, l'objectif de cette initiative est de réduire les émissions de 0,54 Mt éq. $CO_2$ par l'utilisation de 1,837 TWh d'électricité additionnelle pour l'année 2030. Ceci est équivalent un niveau d'intensité carbone de **0,29 tonne de $CO_2$/MWh**.

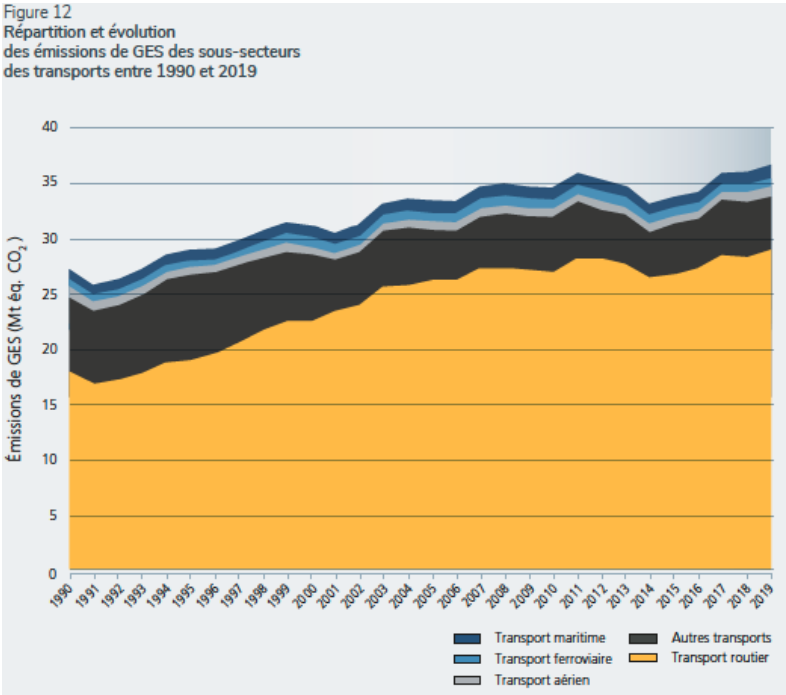
## 6.5. Électrification des transports

TRANSPORTS

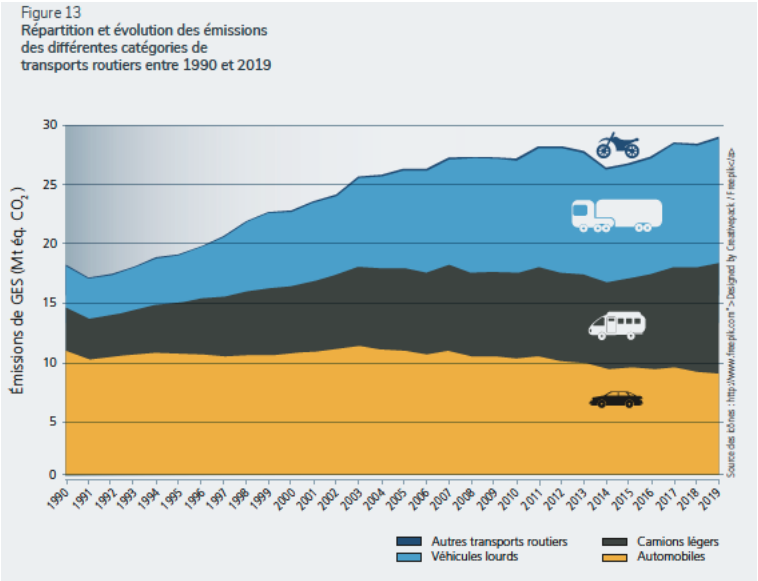
Selon *l'Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre 2019* ce secteur inclut les transports routier, aérien intérieur, maritime intérieur, ferroviaire et hors route ainsi que le transport du gaz naturel par pipeline.

Les GES du secteur des transports proviennent des combustibles fossiles (essence, diesel, huile lourde, propane, gaz naturel, etc.) utilisés comme carburant. Au Québec, le secteur des transports est le principal émetteur de GES. Ses rejets atteignaient 36,5 Mt éq. $CO_2$ en 2019, soit 43,3 % des émissions québécoises.

Entre 1990 et 2019, les émissions de GES produites par le secteur des transports ont connu un accroissement de 34,6 %. La figure 12 de *l'Inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre 2019*, reproduite ci-dessous, présente l'évolution des émissions de GES dans les différents sous-secteurs des transports entre 1990 et 2019.




La figure 13, provenant du même document, reproduite ci-dessous, montre la répartition et l'évolution des émissions des différentes catégories de transports routiers :



On note que la baisse des émissions provenant des automobiles a été plus que compensée par la hausse provenant des camions légers (VUS) et des autres transports routiers (transport de marchandises).

Dans le PEV 2030, le gouvernement indique viser 1,5 million de véhicules électriques en 2030[80], comparativement à 0,065 million en 2019. Comme mentionné à la section 3.1a, cet objectif nous semble difficilement atteignable. Cela dit, nous avons estimé l'impact de cette initiative sur les émissions de GES. Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour cette estimation :

- Kilométrage annuel de : 20 000 km[81]
- Émissions de $CO_2$ moyen par année par véhicule au Canada: **4,6 tonnes de $CO_2$ / véhicule**[82]
- Consommation électrique moyenne par véhicule tout électrique : **21 kWh/100 km**[83]

Ainsi, le niveau d'intensité carbone d'un MW octroyé à l'électrification (voiture tout électrique) du transport est de **1,19 tonne de $CO_2$/MWh.** En prenant l'hypothèse que l'objectif du gouvernement se réalise en 2030, soit l'atteinte de 1,5 million de véhicules électriques, nous estimons la réduction des GES à **6,6 Mt éq. $CO_2$**[84]

[80] Page 36 du PEV (voir note de bas de page # 49)
[81] https://www150.statcan.gc.ca/n1/pub/53-223-x/2006000/4059794-fra.htm
[82] https://www.rncan.gc.ca/sites/www.nrcan.gc.ca/files/oee/pdf/transportation/fuel-efficient-technologies/autosmart_factsheet_6_f.pdf
[83] https://www.hydroquebec.com/electrification-transport/voitures-electriques/calculez-vos-economies.html
[84] 1 500 000 millions de voitures en 2030 – 65 000 millions de voitures en 2019 = 1 435 000 voitures X 4,6 tonnes de CO2/ voiture = 6 601 000 Tonnes pour une année.

## 6.6. Tableau récapitulatif

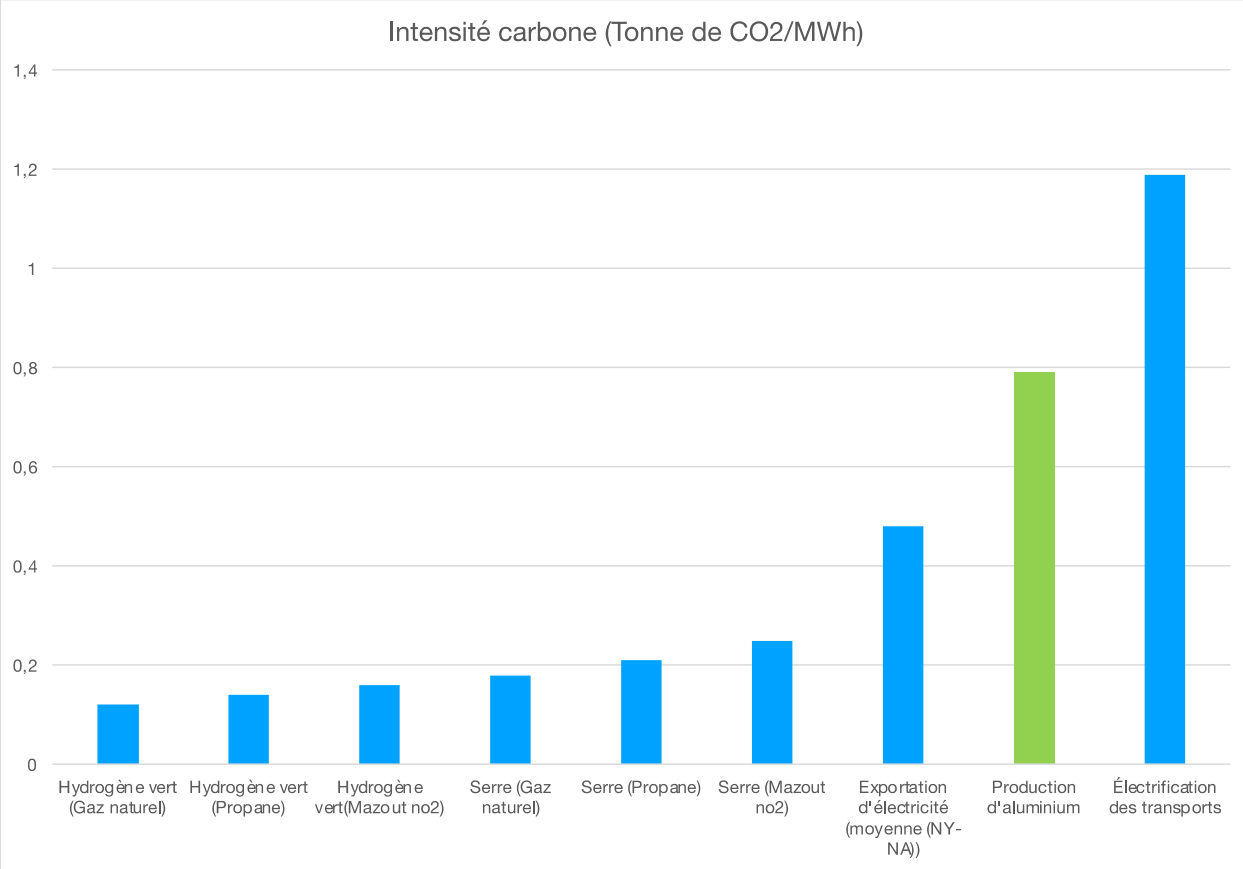
Voici un tableau récapitulatif des principales conclusions concernant l'impact de l'allocation de l'électricité pour répondre à différents besoins sur la réduction de GES :

**Tableau 2 : Secteurs utilisant l'électricité pour la décarbonation**

| | Intensité carbone (Tonne de CO2/MWh) |
|---|---|
| Exportation d'électricité sur les réseaux voisins | |
| New York (NY) | 0,42 |
| Nouvelle-Angleterre (NA) | 0,54 |
| Moyenne (NY-NA) | 0,48 |
| Production d'aluminium | 0,79 |
| Production agricole en serre | |
| Mazout no2 | 0,25 |
| Gaz naturel | 0,18 |
| Gaz propane | 0,21 |
| Production d'hydrogène vert | |
| Mazout no2 | 0,16 |
| Gaz naturel | 0,12 |
| Gaz propane | 0,14 |
| Centres de données et centres de calculs utilisant les chaînes de blocs | na |
| Chauffage des espaces | 0,29 |
| Électrification des transports | 1,19 |

Source : **PCEE**

**Graphique 33 : Représentation graphique de l'intensité carbone par usage de l'électricité du Québec**




Source : PCEE

On note que les ventes au secteur de l'aluminium ont le deuxième plus gros impact marginal sur les émissions des GES dues au déplacement de la production d'aluminium située dans des juridictions utilisant les combustibles fossiles pour produire l'électricité.

Au tableau 3 ci-dessous, nous avons représenté l'impact des différentes mesures de décarbonation discutées précédemment sur les niveaux d'émissions de GES évités.

**Tableau 3 : Scénario de réduction de GES lié à la disposition de l'électricité du Québec (2030)**

**Scénario de réduction de GES lié à la disposition de l'électricité du Québec (2030)**

| | Mt éq. CO2 |
|---|---|
| Exportation - Contrat Mass* (9,45 TWh) | 0,00 |
| Exportation - Contrat NYSERDA* (10,45 TWh) | 0,00 |
| Serre (nouvelle production acéricole) | 0,00 |
| 1 million de véhicules électriques | 4,60 |
| Chauffage des espaces (HQD) | 0,54 |
| Déficit (autres mesures PEV 2030**) | 25,01 |
| Objectif de réduction du gouvernement | 30,15 |
| | |
| **Développement potentiel** | |
| Exportation de 1000 MW additionnels sur les marchés de court terme (NY et NA) (8,32 TWh) | 3,99 |
| Vente d'un nouveau bloc d'énergie de 1000 MW (8,32 TWh) | 6,57 |

* A/O dédié a de l'énergie renouvelable

** Plan de mise en œuvre 2021-2026 du Plan pour une économie verte 2030

Source : PCEE

Le tableau démontre l'ampleur du défi que représente l'atteinte d'une baisse de 37,5 % des émissions de GES en 2030 par rapport aux niveaux d'émissions de 1990. De plus, on note que la contribution du secteur du chauffage des espaces ainsi que de l'électrification des transports sur les niveaux nominaux de GES est insuffisante à l'atteinte de l'objectif de réduction pour l'année 2030.

Finalement, sans même tenir compte de l'impact du développement économique au Québec, il appert que l'octroi de blocs d'électricité à des secteurs industriels situés au Québec, tels que la production d'aluminium au Québec, peut être nettement bénéfique au niveau des changements climatiques mondiaux dans un premier temps ainsi que localement lors de l'introduction de technologie carboneutre ou moins émettrice.

Aussi on doit relativiser les gains en lien avec l'exportation d'un bloc d'énergie vers les marchés traditionnels américains et donc s'assurer de ne pas tout orienter dans une utilisation qui n'aura finalement que très peu ou pas d'impact tant du point de vue économique que sur les émissions de GES.

## 7. Conclusion

- Divers facteurs, dont une volonté gouvernementale de décarboner l'économie québécoise, font en sorte que nous prévoyons **une croissance soutenue des besoins en électricité provenant d'un approvisionnement d'Hydro-Québec, de l'ordre 24 % entre 2021 et 2045**.
- Toutefois, PCEE estime que les besoins sont moins élevés que ceux anticipés par Hydro-Québec. PCEE estime que la prévision du Distributeur devrait être moindre (de l'ordre de **15,7 TWh en 2045)** en énergie que celle estimée par Hydro-Québec.
- Cette baisse s'explique par une plus grande contribution des mesures d'efficacité énergétique incluant l'autoproduction des clients.
- En effet, PCEE estime que **les ressources à la marge** pour répondre aux nouveaux besoins liés à la décarbonation de l'économie du Québec sont la **production éolienne** ainsi que les **mesures d'efficacité énergétique (incluant l'autoproduction).** Cette conclusion s'explique par la flexibilité de ces solutions pour répondre aux variations de la demande ainsi qu'à la baisse de leurs coûts.
- Cela dit, comme mentionné aux sections 5.1 et 5.2, même en utilisant les prévisions d'Hydro-Québec, les bilans en énergie et en puissance montrent une **marge de manœuvre significative**.
- Une surestimation des besoins du Distributeur entraînerait des **surplus énergétiques (énergie patrimoniale inutilisée)**, permettant de répondre, sans difficulté, aux nouveaux besoins industriels et domestiques.
- **L'échec potentiel du projet NECEC (Massachusetts),** avec de l'énergie prévue à des fins externes dorénavant rendue ainsi disponible, pourrait représenter une opportunité pour le développement industriel au Québec, incluant le secteur de l'aluminium.

- Des hausses significatives de production d'électricité sont donc à prévoir, notamment de la **filière éolienne**, qui affiche un coût en baisse constante, présentement estimé à **5-6 cents le kW/h**. Il existe un fort potentiel de développement de cette filière capable de répondre aux besoins futurs d'ici 2045.
- À plus long terme, il est fort probable que le contrat de **Churchill Falls** soit **renouvelé**, mais à un prix nécessairement plus élevé.
- Compte tenu de la forte pénétration de la production électrique renouvelable, à faible coût, sur les réseaux voisins, les avantages comparatifs des exportations d'Hydro-Québec, notamment sur l'aspect décarbonation, sont de moins en moins significatifs, ce qui pourrait diminuer à long terme l'utilisation de l'électricité québécoise hors Québec.
- Dans un contexte d'urgence climatique mondiale, **la vente d'électricité propre à des entreprises exportatrices et à fortes retombées économiques pour le Québec, comme les alumineries, pourrait avoir un grand impact sur la diminution globale des émissions de $CO_2$** lorsque l'on considère l'empreinte carbone des compétiteurs d'autres pays qui utilisent des énergies fossiles comme intrant énergétique nécessaire à leurs opérations.
- Finalement, l'octroi de blocs énergétiques à des secteurs industriels innovants, comme celui de l'aluminium primaire, permettra le déploiement de nouvelles technologies de rupture qui auront un impact significatif sur l'accélération de la décarbonation de l'économie québécoise ainsi qu'ailleurs dans le monde, là où ces technologies pourront être exportées.