

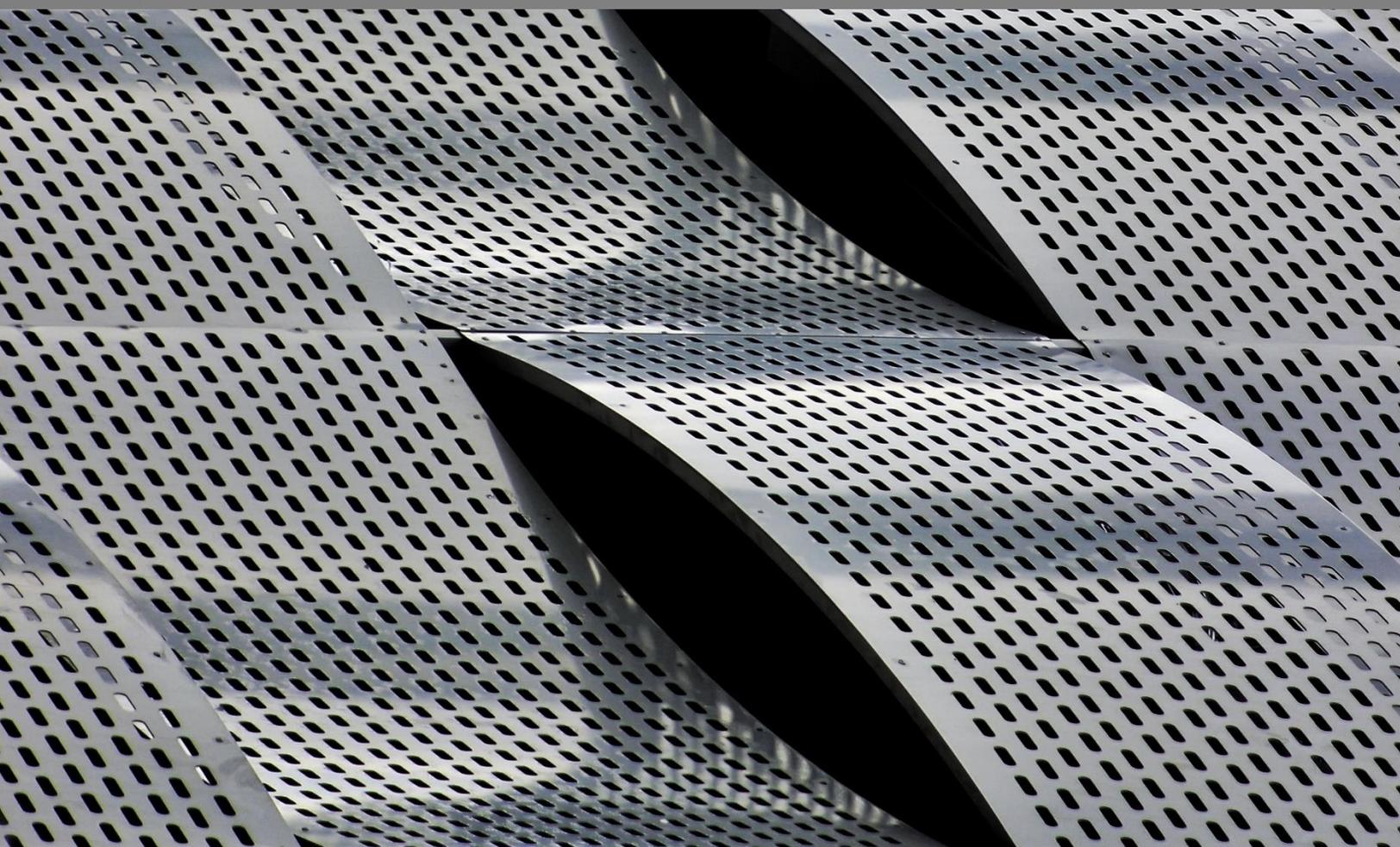
Juin 2022

L'électricité renouvelable, un levier de création de richesse écoresponsable pour le Québec

Rapport long

Alain Dubuc

Avec la collaboration de Daniel Denis



À propos de

L'Association de l'aluminium du Canada

L'Association de l'Aluminium du Canada (AAC) est un organisme à but non lucratif qui a pour mission de représenter l'industrie canadienne de l'aluminium primaire auprès de la population, des utilisateurs, des pouvoirs publics, de même qu'auprès des intervenants clés du monde économique et de l'environnement. L'AAC regroupe les trois producteurs canadiens d'aluminium de première fusion : Alcoa, Aluminerie Alouette et Rio Tinto Aluminium.

L'industrie canadienne de l'aluminium est la cinquième en importance au monde avec une production annuelle de plus de 3 millions de tonnes d'aluminium de première fusion. Les installations du Québec soutiennent plus de 7 500 emplois parmi les mieux rémunérés de l'industrie manufacturière. Autour de cette industrie gravitent par ailleurs plus de 2 500 fournisseurs de biens et services et 1 400 transformateurs qui contribuent à leur tour au dynamisme économique du Canada et de ses régions. L'industrie de l'aluminium représente à elle seule environ 10 % des exportations manufacturières québécoises.

L'Institut du Québec

L'Institut du Québec est un organisme à but non lucratif qui axe ses recherches et ses études sur les enjeux socioéconomiques auxquels le Québec fait face. Il vise à fournir aux autorités publiques et au secteur privé les outils nécessaires pour prendre des décisions éclairées, et ainsi contribuer à bâtir une société plus dynamique, compétitive et prospère.

Table des matières

Première partie : Une création de richesse écoresponsable	7
Deuxième partie : L'électricité au Québec dans un contexte de grands changements	13
Troisième partie : Le rôle de l'électricité comme levier de création de richesse	48
3.1. Des approches différenciées pour mieux mesurer les effets de l'allocation des blocs d'électricité	49
3.2. L'approche par l'estimation des retombées économiques	51
3.3. L'approche par une analyse des effets structurants de diverses utilisations d'électricité.....	57
3.4. Conclusions.....	81
Quatrième partie : Le rôle de l'électricité dans la décarbonation	82
4.1. Les spécificités du Québec	83
4.2. La contribution aux objectifs de réduction des GES au Québec	88
4.3. La réduction des GES hors frontières	96
Cinquième partie : Constats et pistes de réflexion	103
5.1. L'énergie	104
5.2. La création de richesse	107
5.3. L'électricité et la décarbonation.....	109
5.4. Un débat transparent	111

Mise en contexte

Le contexte énergétique mondial évoluera de façon marquée dans les années à venir, tant en raison des transformations structurelles des économies, renforcées par la pandémie de COVID-19, que des objectifs de réduction des gaz à effet de serre auxquels se sont engagés la plupart des pays dans leurs efforts pour contrer le réchauffement climatique.

Le Québec n'échappe pas à ces grandes tendances, dont les enjeux auront un effet considérable sur le secteur de l'électricité, parce que cette source d'énergie est à la jonction des deux grandes priorités que sont la lutte aux changements climatiques et la création de richesse.

Le Québec devra ainsi faire face à une évolution importante du portrait de l'offre et de la demande d'énergie renouvelable. Pendant de nombreuses années, Hydro-Québec a disposé de grands surplus d'énergie, qu'elle a gérés notamment par le recours aux exportations sur les marchés de court terme. Toutefois, le contexte énergétique québécois évolue graduellement vers une diminution de l'offre excédentaire.

Ce renversement s'explique par la croissance des besoins énergétiques du Québec, l'augmentation de la demande d'énergie renouvelable dans un contexte de décarbonation et une modification des stratégies d'exportation d'Hydro-Québec.

Ces tendances lourdes font en sorte qu'Hydro-Québec prévoit dorénavant que les ressources actuelles ne suffiront pas à combler les besoins et que les ajouts de capacité nécessaires pour satisfaire cette demande entraîneront des coûts plus élevés. Dans ce contexte, elle prévient les entreprises souhaitant avoir accès à des blocs d'énergie plus importants qu'elle ne subviendra pas nécessairement à leurs besoins et qu'elle définira des lignes directrices en vue de prioriser les projets les plus porteurs.

Ces pressions se verront intensifiées par le rôle important que jouera l'électricité dans les efforts du Québec pour s'attaquer de façon plus active à la réduction des GES. En effet, les politiques du gouvernement du Québec pour réduire l'empreinte carbonique misent largement sur cette énergie renouvelable pour remplacer les énergies fossiles, notamment dans le transport, le chauffage des bâtiments et les procédés industriels. À cela s'ajoute une échéance incontournable : le renouvellement du contrat entre Hydro-Québec et Terre-Neuve pour l'électricité de la centrale de Churchill Falls, au Labrador. Ce contrat, qui prend fin en 2041, fournit actuellement à Hydro-Québec 13,9% de l'énergie de son réseau, et tout cela à très bas coûts.

Dans cette foulée, Hydro-Québec a lancé un appel au dialogue en soulignant que l'enjeu de l'utilisation de l'électricité dépasse la société d'État et exige un vaste débat.

En s'insérant dans cet espace de discussion, l'Institut du Québec (IDQ) ne cherche pas à privilégier des options face à d'autres, conscient du fait que l'utilisation optimale de cette ressource précieuse doit reposer sur la diversité et l'équilibre. **Nous visons plutôt à fournir un cadre et des outils pour faire en sorte que les décisions reposent sur des bases qui favoriseront la richesse économique du Québec et la décarbonation de notre environnement.**

Sur cette toile de fond, l'IDQ a tenu à établir un cadre qui définirait les objectifs de l'exercice d'optimisation des ressources énergétiques et qui proposerait des balises à respecter pour les décisions touchant l'attribution des gros blocs d'électricité. Cinq principes devraient guider et encadrer le processus décisionnel entourant ces allocations :

1. assurer un véritable débat public
2. maximiser les bénéfices pour le Québec dans son ensemble
3. concilier économie et environnement
4. rechercher l'équilibre avec une approche de portefeuille
5. décider sur la base de données probantes

L'Association de l'aluminium du Canada (AAC) a approché l'IDQ afin de produire une telle analyse et a soutenu financièrement une importante part de la démarche. L'IDQ, un centre de recherche indépendant, a accepté ce soutien en proposant d'analyser les enjeux énergétiques d'une façon globale et surtout, de les aborder dans une perspective de politiques publiques. Il importe en effet que les choix faits par le Québec quant à l'utilisation de son électricité reposent sur une grille d'analyse conciliant les objectifs de développement économique et de lutte aux changements climatiques.

L'analyse présentée dans ce document s'appuie sur différentes sources d'informations publiques ainsi que sur les rapports de trois études mandatées par l'AAC¹, soit **Pascal Cormier, économiste en énergie (PCEE), Rapport d'analyse sur le contexte énergétique post-2021 au Québec**; **Energzyt, Hydro-Québec's Projected Demand and Supply**; **Aviseo, Analyse comparative de l'impact économique des alumineries québécoises**.

L'industrie de l'aluminium, la plus importante utilisatrice d'électricité au Québec, est particulièrement sensible aux enjeux énergétiques québécois. Dans une situation de concurrence pour l'accès à des blocs d'énergie, elle s'interroge sur la pérennité du renouvellement des contrats d'approvisionnement pour les alumineries du Québec.

L'IDQ a accepté le projet en proposant d'analyser ces enjeux énergétiques d'une façon globale et surtout, de les aborder dans une perspective de politique publique. Il importe en effet que les choix faits par le Québec quant à l'utilisation de son électricité reposent sur une grille d'analyse conciliant les objectifs de développement économique et de lutte aux changements climatiques.

Dans ce contexte, le rapport poursuivra trois objectifs. Le **premier est de brosser un portrait de l'évolution du marché de l'électricité**, à moyen terme, sur l'horizon 2030, et à long terme, sur l'horizon 2045, pour mesurer le degré de pression et évaluer si le Québec risque de se retrouver en situation de pénurie d'électricité, en situation de resserrement offre-demande, ou si au contraire les ressources électriques pourront satisfaire la demande.

Le **deuxième objectif**, sachant que le marché a changé et que s'exprime une volonté politique de **définir des critères assurant les meilleures retombées possibles de l'utilisation de l'électricité renouvelable** pour le Québec, sera de proposer un cadre afin d'évaluer la contribution économique des divers usages de cette électricité et de proposer des éléments d'analyse pouvant faciliter ces choix. Des illustrations de ce cadre proposé ont été réalisées sur certains secteurs.

Pour ce faire, notre analyse s'est concentrée sur cinq secteurs, soit celui de l'aluminium, les centres de données, les serres, l'industrie de l'hydrogène vert, ainsi que les exportations. La base de ce choix est objective. Elle repose sur trois considérations :

1. ces secteurs exigent de grands blocs d'électricité, et sont les plus susceptibles d'avoir un effet sur l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Leurs projets dépassent le plus souvent le seuil des

¹ Ces études sont publiques et disponibles sur le site internet de l'Association de l'aluminium du Canada.

50 MW au-delà duquel Hydro-Québec n'est pas soumise à une obligation réglementaire de les approvisionner;

2. trois de ces industries – les serres, les centres de données et l'hydrogène vert – sont définies par Hydro-Québec comme des secteurs de croissance, tandis que les deux autres – l'aluminium et les exportations – sont les deux principales utilisations économiques de l'électricité;
3. tous ces secteurs de forte utilisation font l'objet d'une stratégie gouvernementale de développement formelle.

Le troisième objectif du rapport est de proposer un cadre afin d'évaluer la contribution à la décarbonation de diverses utilisations de l'électricité verte du Québec. Pour ce volet, l'analyse a été élargie à deux postes de demande d'électricité, l'électrification des transports et le chauffage des bâtiments, qui ne sont pas des industries, mais qui exigeront eux aussi d'importants blocs d'électricité pour permettre l'atteinte d'objectifs gouvernementaux de réduction des gaz à effet de serre.

Le but de ce rapport est de proposer des grilles d'analyse qui pourront mesurer la contribution de diverses utilisations de l'électricité en termes de développement économique et de réduction des gaz à effet de serre, de proposer des critères aux décideurs, que ce soit Hydro-Québec ou le gouvernement du Québec et ainsi, d'alimenter les réflexions publiques.

Première partie : **Une création de richesse écoresponsable**

Le processus de décision dans l'attribution de ressources énergétiques est par définition difficile, et le devient encore davantage dans la situation que connaît actuellement le Québec.

D'une part, ce dossier comporte une dimension politique, car le principal fournisseur d'énergie est une société d'État, Hydro-Québec. Non seulement le gouvernement du Québec en est-il le seul propriétaire et l'unique bénéficiaire de ses dividendes, mais en plus, il perçoit souvent sa société d'État comme un outil dans ses stratégies économiques et environnementales.

Des balises et une certaine distance ont été mises en place avec la désignation de la Régie de l'énergie comme le régulateur responsable des décisions pour l'attribution de l'énergie de la part d'Hydro-Québec Distribution (HQD). Toutefois, HQD n'a pas l'obligation de répondre aux demandes d'approvisionnement de plus de 50 mégawatts (MW), et la décision ultime relève des autorités gouvernementales, soit du ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles.

Ensuite, l'attribution des blocs d'électricité soulève des enjeux de nature économique et environnementale, dont la conciliation repose sur des choix de société.

Enfin, il faut composer avec la complexité intrinsèque des questions énergétiques, de l'incertitude qui entoure les prévisions à moyen et à long terme, ainsi que du caractère incomplet de la diffusion des connaissances portant sur l'évaluation fine des impacts environnementaux de plusieurs activités économiques.

Sur cette toile de fond, l'IDQ a tenu à établir un cadre qui définirait les objectifs de l'exercice d'optimisation des ressources énergétiques et qui proposerait des balises à respecter pour les décisions touchant l'attribution des gros blocs d'électricité. Voici cinq principes qui devraient guider et encadrer le processus décisionnel entourant ces allocations :

1. assurer un véritable débat public
2. maximiser les bénéfices pour le Québec dans son ensemble
3. concilier économie et environnement
4. rechercher l'équilibre avec une approche de portefeuille
5. décider sur la base de données probantes.

1. Assurer un véritable débat public

Le gouvernement du Québec et Hydro-Québec ont reconnu, au début 2022, que les pressions de la demande exigeraient la définition de critères d'attribution des ressources en électricité pour en maximiser les bénéfices.

Par exemple, dans une lettre ouverte² adressée à des entreprises désirant lancer des projets exigeant plus que 50 MW de puissance, le vice-président exécutif, chef de l'exploitation et de l'expérience client chez Hydro-Québec, M. Éric Filion, a décrit ainsi la problématique : « Depuis quelques mois, nous constatons un engouement exceptionnel pour l'énergie propre du Québec et avons reçu une quantité étonnante de demandes de raccordement à notre réseau portant sur des installations industrielles de grande envergure [...] Soyons clairs : l'intérêt des promoteurs à s'installer au Québec est une excellente nouvelle. Mais nous devons garder la tête froide et utiliser notre énergie de la meilleure façon possible. Ultimement, nous souhaitons créer les meilleures retombées possibles pour le Québec. Pour ce faire, nous travaillons à des lignes directrices en collaboration avec le gouvernement du Québec afin de prioriser les projets les plus porteurs, ceux qui créeront le plus de richesse collective, en prenant en compte différents facteurs économiques et environnementaux, notamment. »

Dans une entrevue radiophonique³, M. Filion a fourni quelques indications supplémentaires sur cette démarche : « C'est clair que dans les prochains mois, les prochaines semaines, avec le gouvernement, on va établir une grille de critères pour maximiser les impacts et choisir les bons projets qui vont être porteurs pour le Québec. [...] Je vais vous donner trois des critères. Le critère économique est important : la création d'emplois, les retombées économiques, l'impact sur le PIB. L'aspect environnemental est important aussi, ça va faire partie des critères. Et aussi, le critère électrique. »

Ces interventions appellent deux remarques. Premièrement, ces préoccupations s'expriment de façon tardive et la réflexion semble encore embryonnaire, puisque les priorités et les critères sont encore à définir. Deuxièmement, le processus de détermination des critères est interne, entre Hydro-Québec et le gouvernement, et se déroule donc sans vaste débat public ni quelque mécanisme de consultation qu'un enjeu de cette importance exigerait.

Cependant, Hydro-Québec a reconnu très clairement, lors de la présentation du plan stratégique 2022-2026 de la société d'État, que les enjeux dépassaient largement Hydro-Québec. Elle a convié les Québécois à un débat public⁴ : « Il faut qu'on réfléchisse, tout le monde ensemble, sur l'Hydro-Québec des 10, 15, 20, 30 prochaines années. C'est pour ça que ce plan-là, ce n'est pas un plan au fil de l'eau, comme HQ est habituée de le faire aux quatre ans, de manière statutaire. C'est vraiment une conversation sociale qu'il faut qu'on ait, de dire, qu'est-ce qu'on veut faire avec notre électricité, qu'est-ce qu'on a besoin d'accomplir, quels sont les volumes qui vont venir vers nous pour la transition énergétique, quels prix sommes-nous prêts à payer pour supporter cette transition énergétique là, que ce soit via nos tarifs ou à l'intérieur de notre fiscalité. Ce sont toutes des conversations qui n'appartiennent pas seulement à Hydro-Québec. »

Cette ouverture au dialogue est bienvenue parce que l'électricité produite au Québec est un bien collectif, et les objectifs de croissance économique et de lutte aux changements climatiques sont aussi des enjeux de nature collective. Le présent rapport se veut une contribution à la conversation souhaitée par Mme Brochu. Les données, constatations et conclusions qu'il présentera permettront

² Journal de Montréal, janvier 2022, *L'électricité du Québec doit engendrer les meilleures retombées*, disponible [ici](#)

³ Drainville PM, janvier 2022, *Demande d'énergie pour des projets industriels: c'est quoi le plan de match d'HQ?*, disponible [ici](#)

⁴ Radio-Canada, mars 2022, *Le téléjournal*, disponible [ici](#)

de favoriser les échanges, de nourrir un nécessaire débat public et, ainsi, de mieux intégrer les parties prenantes et d'assurer un meilleur équilibre dans le processus de décision.

2. Maximiser les bénéfices pour le Québec dans son ensemble

L'objectif poursuivi dans ce rapport est de déterminer les utilisations de l'électricité qui soutiendront le développement de l'économie du Québec **dans son ensemble** ainsi que sa réduction des GES.

Il est important de noter le terme « dans son ensemble » parce que les choix qui sont les meilleurs du point de vue d'Hydro-Québec ne sont pas nécessairement optimaux dans une optique plus globale, sur les plans tant économique qu'environnemental.

Un extrait de la lettre de M. Éric Filion, citée plus haut, permet d'illustrer cela : « Les exportations d'Hydro-Québec sont très rentables, et le sont encore plus lorsqu'on signe des contrats à long terme avec nos voisins comme nous l'avons fait récemment avec New York et le Massachusetts. Ce dernier contrat prévoit un prix moyen de 8,8 ¢/kWh pour notre énergie, le double du prix payé par les clients industriels au Québec. »

Nous analyserons plus en détail ces données dans les pages qui suivent. Mais on peut déjà souligner que le concept de rentabilité auquel le représentant de la société d'État faisait référence est manifestement celui des revenus et des profits d'Hydro-Québec.

La recherche d'une rentabilité pour l'économie dans son ensemble ne se mesure pas de la même façon et ne mène pas nécessairement aux mêmes résultats. En évaluant l'incidence de l'octroi d'un bloc d'énergie sur l'activité économique, on ne tiendra pas seulement compte des revenus pour la société d'État, mais aussi de la contribution à l'activité économique et à la croissance, ou encore des effets directs et indirects qui renforcent et structurent l'économie. Le présent document montrera entre autres que les exportations d'électricité contribuent très peu au développement économique.

L'objectif d'établir les priorités en fonction des intérêts du Québec dans son ensemble plutôt que d'Hydro-Québec ne doit cependant pas faire abstraction des besoins et des intérêts de la société d'État, de sa compétence, de ses équilibres financiers et de sa pérennité. Hydro-Québec doit pouvoir disposer des ressources nécessaires pour établir les stratégies les plus porteuses pour son développement.

Une approche plus globale, qui ne se limite pas à la prise en compte des besoins d'Hydro-Québec, servira néanmoins les intérêts de cette dernière en permettant de mettre en place **un cadre plus objectif** pour les gros blocs d'électricité. Un tel cadre mettra la société d'État à l'abri de décisions arbitraires ou des pressions politiques de court terme et pourra la soutenir dans ses efforts pour alléger les pressions importantes auxquelles elle est soumise pour résoudre l'insoluble, assurer une offre d'énergie abondante, contribuer aux économies d'énergie et augmenter les dividendes à son actionnaire tout en maintenant des tarifs d'électricité bas.

3. Concilier économie et environnement

Les tensions peuvent être fortes, au Québec comme ailleurs, entre les objectifs de croissance et de création de richesse et les obligations du développement durable quant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES).

La conciliation de ces objectifs, au nom d'un concept de développement durable défini de façon imprécise, a souvent mené à privilégier le développement économique au détriment de l'environnement. Dans ce rapport, en raison des conséquences démontrées des changements climatiques, des difficultés que rencontre le gouvernement du Québec pour atteindre ses cibles de réduction des gaz à effet de serre et décider des moyens à employer, notre démarche repose sur le principe selon lequel les objectifs de décarbonation doivent avoir préséance. Ainsi, les utilisations

de l'électricité renouvelable comme levier pour atteindre nos objectifs environnementaux devraient être privilégiées, lorsqu'on peut établir l'efficacité de ces utilisations sur le plan de la réduction des GES.

Heureusement, dans le dossier précis de l'attribution de gros blocs d'électricité, il sera souvent possible de concilier ces objectifs économiques et environnementaux.

En effet, de nombreuses utilisations de l'électricité québécoise renouvelable, que ce soit son exportation, la conversion des procédés industriels, les exportations de produits à fort contenu d'énergie propre ou encore les investissements étrangers attirés par cette énergie propre, auront pour effet de remplacer des énergies fossiles, ici ou hors de nos frontières, et donc des répercussions positives sur le plan environnemental. L'enjeu sera alors de déterminer, parmi ces différentes utilisations, celles qui maximisent les réductions de GES sur le territoire québécois et qui contribuent directement aux efforts de décarbonation du Québec et de les distinguer de celles qui le font en dehors de ses frontières.

Par ailleurs, dans bien des cas, la valorisation de filières utilisant l'électricité dans un objectif de réduction des GES aura aussi pour effet de soutenir le développement de secteurs économiques et de fournir des occasions d'affaires.

Cependant, sur les plans méthodologique et conceptuel, la conciliation des objectifs qui ne peuvent être évalués avec les mêmes outils de mesure représente un défi, pour ce rapport comme pour le gouvernement du Québec. Dans le cas du développement économique, on aura recours à des mesures comme la contribution au PIB par kilowattheure, tandis que pour l'impact environnemental, la mesure des économies carbone comporte d'importants obstacles méthodologiques et la comparaison des paramètres utilisés avec ceux du développement économique est difficile.

4. Rechercher l'équilibre avec une approche de portefeuille

L'évolution à long terme du marché de l'énergie et de celui des secteurs à forte consommation d'électricité est soumise à un degré élevé d'incertitude que des prévisions, aussi rigoureuses soient-elles, ne permettront pas d'éliminer. Le potentiel des industries émergentes utilisatrices d'électricité, souvent des filières naissantes, est difficile à évaluer, et plusieurs utilisations prometteuses reposent sur des technologies en développement dont la viabilité commerciale reste à démontrer.

En outre, comme l'attribution de gros blocs d'énergie consiste à effectuer des choix entre diverses filières d'utilisation, les solutions optimales reposeront inévitablement sur des arbitrages et des compromis.

Ces considérations mènent à proposer une approche souple et résiliente qui cherche à ne pas mettre tous les œufs dans le même panier en misant sur un nombre trop restreint d'utilisations, mais plutôt à établir ce que l'on peut qualifier de portefeuille d'allocation des blocs d'énergie, à la fois diversifié et équilibré. Cette approche de portefeuille permettra :

- De mieux concilier l'atteinte d'une diversité d'objectifs dans l'utilisation de l'électricité, et particulièrement comme levier de développement économique et comme vecteur de décarbonation,
- De réduire les risques associés à certaines filières dont l'avenir est prometteur, mais incertain, en misant sur la diversification des usages,
- D'assurer une croissance économique plus équilibrée reposant sur plusieurs pôles forts et donc plus à même de résister aux chocs et aux aléas de la conjoncture.

5. Décider sur la base de données probantes

L'attribution de gros blocs d'électricité opposera des groupes, des industries et des entreprises qui défendront leurs points de vue et feront valoir leurs intérêts avec les arguments et les données qui servent le mieux leur cause.

Pour s'assurer que le débat mène à des politiques publiques éclairées, il est important de pouvoir établir clairement les critères et d'en définir les mesures. Celles-ci doivent s'appuyer sur des données objectives et rigoureuses, pour évaluer les répercussions, tant économiques qu'environnementales, des allocations de gros blocs d'électricité. Cette responsabilité ne peut être l'exclusivité d'Hydro-Québec ni du gouvernement québécois. Il importe que le cadre d'analyse soit connu et que toutes les parties impliquées, incluant les secteurs ou entreprises concernées par des demandes importantes d'énergie électrique, puissent partager les données utiles à la prise de décision. Et qu'ainsi, les débats publics puissent reposer sur la rationalité et la plus grande transparence.

Ce rapport propose un cadre d'analyse qui reprend les cinq principes précédemment énoncés et présente des outils de mesure pour les impacts économiques et environnementaux. Il vise à présenter les options qui s'offrent au Québec pour permettre un débat éclairé et l'établissement de politiques publiques appropriées.

La deuxième partie de ce rapport porte sur le marché de l'électricité jusqu'à l'horizon 2045. Nous aborderons d'une part la demande, notamment celle des secteurs à forte consommation, les besoins de décarbonation, ainsi que les besoins externes en matière de puissance et d'énergie, et d'autre part, l'offre, donc les disponibilités d'énergie dans les années à venir.

La troisième partie propose deux approches pour mesurer les impacts économiques des diverses utilisations de l'électricité. La première repose sur des modélisations des retombées économiques et la seconde, sur les grilles de détermination des industries stratégiques de l'IDQ. Elles sont appliquées aux cinq secteurs retenus dans ce rapport (aluminium, centres de données, serres, hydrogène et exportation).

La quatrième partie présente une mesure des impacts environnementaux de ces cinq mêmes secteurs et de leur contribution à certains objectifs, particulièrement à la réduction des GES. Deux approches seront également présentées pour mesurer les impacts de la décarbonation des diverses utilisations de l'électricité.

La dernière partie reviendra sur les principaux constats de la réflexion de l'IDQ afin que l'électricité renouvelable québécoise soit un levier de création de richesse écoresponsable pour le Québec.

Deuxième partie : **L'électricité au Québec dans un contexte de grands changements**

2.1. Le contexte

Quatre ruptures

L'électricité joue depuis longtemps un rôle central dans la vie économique, sociale et politique du Québec. La nationalisation de l'électricité, le succès que représente la construction des grands barrages et la reconnaissance mondiale de l'expertise d'Hydro-Québec sont des symboles de l'affirmation québécoise. Les ressources hydroélectriques ont fourni aux Québécois une source d'énergie abondante et abordable qui a soutenu l'essor économique de la province. L'accès à cette énergie a également façonné les modes de consommation des gens ainsi que la structure industrielle, et démarqué le bilan énergétique du Québec, tant par le niveau individuel de consommation énergétique que par sa répartition entre les formes d'énergie.

Ces facteurs font en sorte que l'accès à une électricité à la fois abondante et bon marché est considéré par les Québécois comme un acquis, sinon comme un droit. Le Québec a pu jouir, pendant les dernières décennies, d'une situation confortable où Hydro-Québec pouvait s'acquitter de sa mission première, soit celle de fournir aux Québécois l'énergie électrique dont ils ont besoin, en plus d'attirer des activités industrielles à forte consommation par les prix avantageux et de disposer de surplus qu'elle pouvait exporter pour améliorer ses résultats financiers. Cette période d'abondance apparaît révolue.

Cependant, comme le montre l'analyse qui suit, le Québec n'est pas pour autant menacé par une pénurie d'électricité. Hydro-Québec dispose de moyens pour satisfaire les besoins futurs. Il est même possible, selon les hypothèses retenues sur l'évolution de la demande, qu'un certain niveau de surplus perdue dans les décennies qui viennent. Toutefois, l'ajout de capacité se fera progressivement à des coûts plus élevés, ce qui imposera d'avoir une démarche d'allocation judicieuse des ressources pour le développement économique et la transition énergétique.

Quatre grandes ruptures se conjuguent pour mettre fin au statu quo que le Québec a connu depuis plus d'une décennie, ce qui affectera les stratégies, les choix et la nature des débats portant sur l'énergie, plus particulièrement sur l'électricité.

La **première**, amorcée il y a plus d'une décennie, mais qui sert de toile de fond aux autres ruptures, est de **nature énergétique**. C'est la fin d'une longue période de construction de grands barrages permettant de produire une importante quantité d'électricité à bas prix. Elle a imposé un changement de culture à Hydro-Québec, dont la fibre était celle des bâtisseurs. Les ajouts à la capacité de production, surtout éoliens, sont plus modestes, les prix unitaires sont plus élevés, et la perspective de projets d'envergure, sans être exclue, est repoussée à un horizon plus lointain, en raison des coûts et des obstacles de tous ordres, notamment sociétaux. Cette transformation a mis la table pour les autres profonds changements qui confrontent Hydro-Québec, parce qu'elle marque la fin de l'accessibilité sans limites à la ressource, qu'elle réduit la marge de manœuvre de la société d'État. Cette marge de manœuvre moindre sera également affectée par une échéance incontournable, celle de la renégociation de l'important contrat de Churchill Falls qui lie le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador. À cela s'ajoute une variable nouvelle dans l'équation, celle de l'ampleur des pressions de prix annoncés.

La **seconde rupture est de nature économique**, et il s'agit des transformations industrielles et technologiques. Un premier effet s'est manifesté depuis plus d'une décennie avec une certaine désindustrialisation du Québec qui a mené à l'affaiblissement d'industries comme les pâtes et papiers et réduit la demande industrielle d'électricité. En revanche, la révolution technologique a créé de nouveaux besoins en électricité, particulièrement quand elle est propre, comme dans le cas des centres de données ou les chaînes de blocs. Cette nouvelle économie qui répond à d'autres règles du jeu introduit des éléments d'incertitude importants dans la planification de la demande. Sans compter tous les secteurs industriels nouveaux ou plus traditionnels qui cherchent à décarboniser leurs procédés de fabrication et de miser sur l'énergie verte du Québec.

La **troisième est de nature environnementale**. Le Québec, comme le reste du monde, s'est lancé dans une offensive pour réduire ses émissions de GES dans le cadre du combat contre les changements climatiques. Dans la stratégie québécoise de décarbonation, l'électrification joue un rôle central⁵. Cela aura pour effet d'exiger des ressources supplémentaires considérables en électricité, soit pour réduire directement les émissions de GES, soit pour produire d'autres formes d'énergie à partir d'hydro-électricité, comme l'hydrogène vert. Cette évolution va modifier la hiérarchie des priorités dans l'allocation de l'énergie verte produite par Hydro-Québec.

La **quatrième rupture a été provoquée par Hydro-Québec elle-même, avec sa stratégie consistant à remplacer ses exportations d'électricité sur les marchés à court terme (marchés spot) par la négociation de contrats fermes à long terme** avec l'État du Massachusetts et de New York. Ces importants contrats auront des conséquences majeures sur l'allocation des ressources électriques et auront pour effet d'éliminer une importante proportion des surplus, et donc de réduire considérablement la marge de manœuvre dans la fourniture nationale d'électricité. Si Hydro-Québec Distribution estime que les ressources dont elle dispose ne seront plus suffisantes pour combler les besoins à partir de 2027, c'est en bonne partie en raison de ces contrats.

Cette section du rapport a pour but d'évaluer l'effet de ces grandes ruptures sur la situation énergétique, et de prévoir, dans la mesure du possible, les besoins et les ressources sur un horizon de 25 ans. La discussion portera sur les implications des choix qui attendent le Québec, tant pour la production d'électricité que sur son allocation. Après un portrait rapide de l'état des lieux, le rapport analyse les projections réalisées par Hydro-Québec pour l'horizon 2029, et propose ensuite des hypothèses sur l'évolution des équilibres dans un horizon plus lointain, jusqu'en 2045.

Encadré 1: Note sur la structure d'Hydro-Québec

À la fin des années 1990, pour pouvoir intégrer le marché de l'électricité de l'Amérique du Nord, le monopole d'État qu'est Hydro-Québec a dû transformer sa structure organisationnelle pour s'adapter à un environnement concurrentiel. Ces transformations ont mené à la création d'Hydro-Québec Transénergie, qui gère le réseau de transport d'électricité, interconnecté avec les réseaux voisins, et doit donner un accès non discriminatoire à son réseau. Deux autres entités se sont ajoutées, Hydro-Québec Distribution (HQD), et Hydro-Québec Production (HQP).

HQD distribue l'électricité sur le territoire québécois et a un accès garanti à ce qu'on appelle le bloc patrimonial, qui correspond essentiellement à la production des grandes centrales construites

⁵ Gouvernement du Québec, 2020. *Plan pour une économie verte 2030 – Politique-cadre d'électrification et de lutte contre les changements climatiques*, Disponible [ici](#)

avant le tournant du siècle, et ce, à un prix bas, mais indexé depuis 2014⁶. HQD peut faire appel à divers fournisseurs pour combler ses besoins dépassant le bloc patrimonial. HQD constitue la portion monopolistique de la société d'État, à l'abri de la concurrence continentale, et dont les activités sont soumises à l'encadrement de la Régie de l'énergie du Québec.

HQP, elle, produit l'électricité fournie à HQD, peut concurrencer d'autres producteurs pour les appels d'offres d'HQD, dispose des surplus et peut exporter sur les réseaux voisins.

Bien que maintenant gérée comme une seule entité, Hydro-Québec porte encore aujourd'hui certaines traces de cette structure, notamment dans la reddition de comptes, en scindant artificiellement les activités entre un distributeur et un producteur. Par exemple, l'évaluation de la demande est de la responsabilité d'HQD, sauf pour la portion des ventes hors Québec, mais la gestion de l'offre relève d'HQP, tandis qu'une multitude de liens contractuels et d'obligations lient les deux entités et complexifient encore davantage le portrait. Lorsque possible dans ce rapport, nous nous efforcerons de traiter les divisions d'Hydro-Québec comme une seule entité, afin d'établir un bilan de l'état de l'offre et de la demande.

Le Québec distinct pour son bilan énergétique

Le Canada est au premier rang des pays industrialisés pour sa consommation d'énergie par habitant. Le Québec n'est pas loin derrière, dépassant les États-Unis, et bien au-devant des pays industrialisés comparables. Seuls les pays du Golfe et l'Islande surpassent le Canada et le Québec⁷.

Une analyse de cette consommation met en relief plusieurs phénomènes, comme le montre le tableau qui suit, produit par la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal⁸ en comparant le Canada et le Québec aux États-Unis et à d'autres pays. Le Québec est en peloton de tête en ce qui a trait à la consommation résidentielle, avec un niveau comparable à celui du Canada, des États-Unis et de pays nordiques. Le chauffage explique évidemment en partie cette situation. Pour les transports, il occupe également les premiers rangs, avec le reste de l'Amérique du Nord. Mais là où il se distingue, c'est dans l'utilisation d'énergie à des fins industrielles, avec une consommation par habitant équivalant à 80 gigajoules (GJ) soit le double ou même le triple des autres pays retenus pour la comparaison.

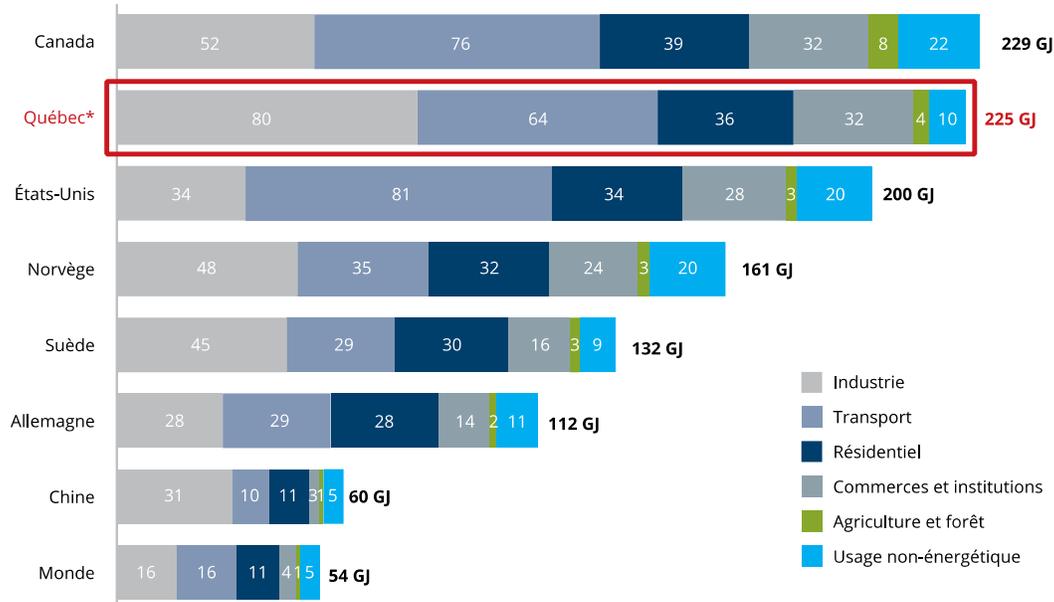
⁶ Hydro-Québec, 24 mai 2022, Renseignements généraux fournis en vertu de l'article 75.1 pour l'année 2021

⁷ Our World in Data. *Per capita energy consumption*, disponible [ici](#)

⁸ Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, 2022, *État de l'énergie au Québec*, disponible [ici](#)

Graphique 1

Comparaison de la consommation énergétique par habitant du Québec avec celle d'autres pays, 2019



Source: Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, 2022, *État de l'énergie au Québec*

La répartition du bilan énergétique du Québec entre les diverses formes d'énergie pour l'année 2019⁹ nous rappelle par ailleurs que l'électricité n'y est pas la principale source. Les produits pétroliers raffinés représentent 40 % de la consommation finale, contre 37 % pour l'électricité. Si on ajoute le gaz naturel (13 % du bilan) ainsi que le faible apport des autres combustibles (1 % pour le charbon, coke et gaz de cokerie), 55 % de l'énergie consommée au Québec provient de sources fossiles.

À ce chapitre encore, le Québec se distingue. Selon les statistiques de la Régie de l'énergie du Canada¹⁰, si la part de l'électricité est de 37 % au Québec en 2019, elle n'est que de 16 % en Ontario¹¹ où le gaz naturel compte pour 30 % de la consommation énergétique. En Colombie-Britannique¹², ces proportions se situent respectivement à 16 % et à 29 %. Outre l'utilisation de l'électricité à des fins industrielles, cette différence s'explique par le recours généralisé à l'électricité pour le chauffage des bâtiments au Québec, une pratique rare dans le monde, qu'on ne retrouve qu'en Norvège. Le gaz naturel est la principale source énergétique pour le chauffage dans les autres grandes provinces^{13,14}.

⁹ Régie de l'énergie du Canada, 2021. Québec, figure 5, disponible [ici](#)

¹⁰ Régie de l'énergie du Canada, 2021. Québec, figure 5, disponible [ici](#)

¹¹ Régie de l'énergie du Canada, 2021. Ontario, figure 6, disponible [ici](#)

¹² Régie de l'énergie du Canada, 2021. Colombie-Britannique, figure 6, disponible [ici](#)

¹³ Ressources naturelles Canada. Base de données complète sur la consommation d'énergie, secteur résidentiel, tableau 5

¹⁴ À noter que pour les provinces de l'Atlantique, ce sont plutôt le mazout et le bois de chauffage qui sont les sources énergétiques les plus utilisées pour le chauffage résidentiel. (Ibid.)

Tableau 1

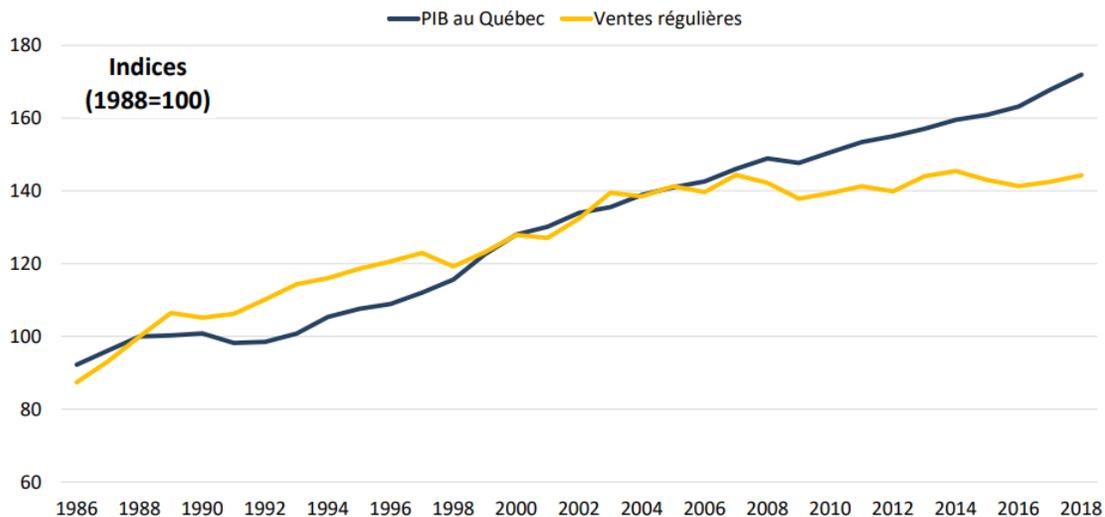
Demande pour utilisation finale par type de combustible, Québec, 2019

Type de combustible	Volume en pétajoules (PJ)	Répartition en pourcentages (%)
Produits pétroliers	772 PJ	40 %
Électricité	709 PJ	37 %
Gaz naturel	252 PJ	13 %
Biocarburants	186 PJ	10 %
Autres	19 PJ	1 %

Source: Régie de l'énergie du Canada, 2021, *Profil énergétique des provinces et territoires – Québec*, figure 5, disponible [ici](#)

On note toutefois que si la consommation de l'électricité est forte au Québec, la courbe de croissance s'est infléchi. Un graphique produit par Hydro-Québec montre en effet que l'augmentation de la demande a ralenti depuis une quinzaine d'années et reste maintenant nettement inférieure à celle du PIB. Ce phénomène peut être attribuable à deux facteurs : l'efficacité croissante de l'utilisation de l'énergie et la baisse de la consommation industrielle.

Graphique 2

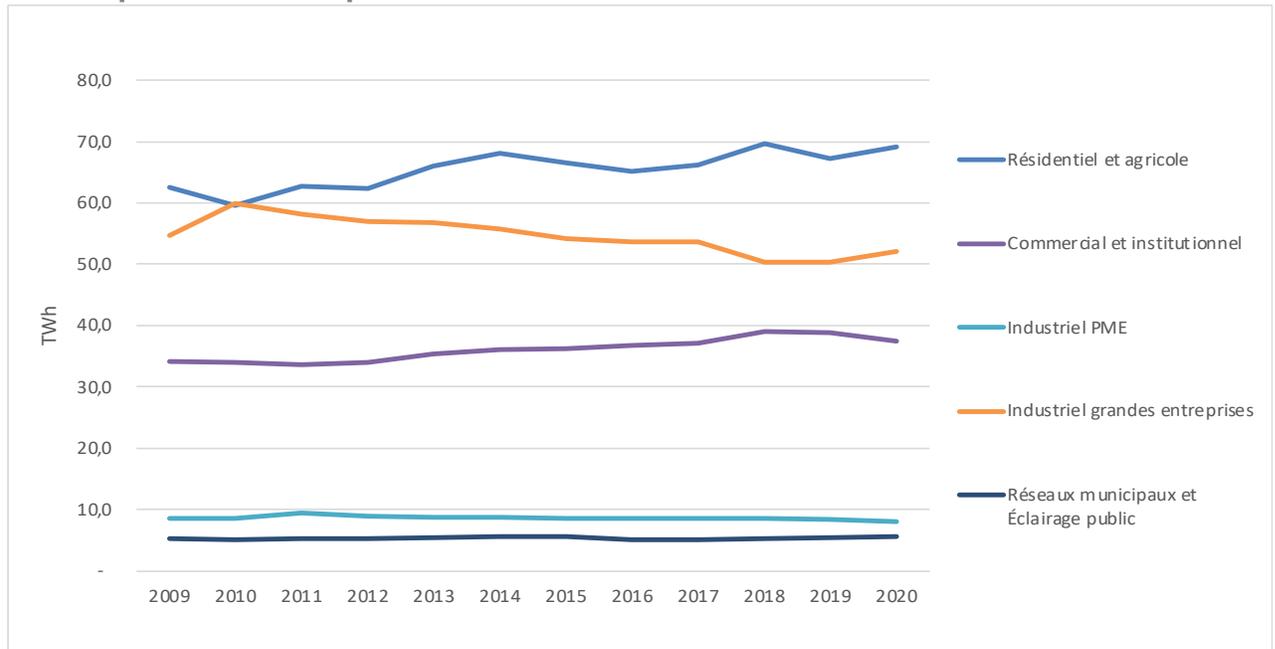
Évolution relative des ventes d'électricité et du PIB

Source: Hydro-Québec Distribution, 2019, *Complément d'information du Plan d'approvisionnement 2020-2029 – Prévision de la demande*. Pièce déposée à la Régie de l'énergie, dossier R-4110-2019, disponible [ici](#)

Le graphique 3 montre qu'en faisant abstraction de l'effet de la pandémie de COVID-19 en 2020, le seul secteur où l'on observe une baisse tendancielle de la demande toutefois est celui des grands consommateurs industriels.

Graphique 3

Historique des ventes par secteur de consommation



Source : Hydro-Québec, Plan d'approvisionnement 2020-2029 (novembre 2021)

La demande actuelle pour l'électricité

Les ventes estimées d'électricité totalisaient 176,9 térawattheures (TWh) en 2021 au Québec, selon les données d'Hydro-Québec¹⁵. Comme le montre le tableau 2 ci-après, la consommation résidentielle était estimée à 69 TWh, soit 39 % de toutes les ventes de l'année. Le secteur commercial et institutionnel comptait pour 44,2 TWh, soit 25 % de la demande, et le secteur industriel, avec 63,7 TWh, en représentait 36 %.

Il faut souligner que les secteurs de demande établis par Hydro-Québec reflètent la façon dont la société d'État établit ses rapports avec ses différents types de clientèles. Selon les définitions d'Hydro-Québec, la demande résidentielle correspond plus précisément à la demande des ménages, et inclut notamment une nouvelle catégorie de consommation appelée à une forte croissance par le chargement résidentiel des véhicules électriques. La demande résidentielle évolue en fonction de facteurs tels que la démographie, les mises en chantier, les changements dans les comportements, la taille des logis ainsi que l'efficacité énergétique des usages résidentiels (appareils ménagers, chauffage et enveloppe des bâtiments).

Le secteur commercial et institutionnel regroupe essentiellement les activités tertiaires (commerces de détail, écoles et autres établissements gouvernementaux). Certaines activités en croissance comme les centres de données et les chaînes de bloc se retrouvent dans ce secteur.

¹⁵ Hydro-Québec, 2021. *État d'avancement 2021 du plan d'approvisionnement 2020-2029*, tableau 7.1

Tableau 2

Historique des ventes par secteur de consommation

Secteurs de consommation	Volume	Répartition
Résidentiel	69 TWh	39 %
Commercial et institutionnel	44,2 TWh	25 %
Industriel	63,7 TWh	36 %
Total	176,9 TWh	100 %

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

Note: Soit la proportion que représentent 25,6 TWh sur un total de 176,9 TWh.

Comme le montre le tableau 3 ci-après, les ventes d'électricité au secteur industriel sont séparées entre les PME, qui ont utilisé 6,1 TWh en 2021, contre 55,6 TWh pour les grandes entreprises industrielles. La consommation de ces dernières représente 87,3 % des ventes industrielles pour la même année. On notera que 93 % de cette consommation se concentrent entre cinq industries. Les alumineries représentent le plus important sous-secteur industriel, totalisant 40,2 % des ventes du secteur, avec un volume de 25,5 TWh en 2021. Dans les ventes totales de la société d'État sur le territoire québécois, la part des alumineries représente 14,5 %¹⁶.

Tableau 3

Répartition des ventes d'électricité du secteur industriel

Sous-secteurs de consommation	Volume	Proportion
PME industrielles	8,1 TWh	12,7 %
Grandes entreprises industrielles	55,6 TWh	87,3 %
Alumineries	25,6 TWh	40,2 %
Pâtes et papiers	10 TWh	15,7 %
Pétrole et chimie	4,7 TWh	7,4 %
Mines	4,1 TWh	6,4 %
Sidérurgie, fonte et affinage	7,4 TWh	11,6 %
Autres grandes entreprises industrielles	3,8 TWh	6,0 %
Total	63,7 TWh	100 %

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

2.2. Les prévisions à moyen terme de la demande 2020-2029

Hydro-Québec Distribution établit ses stratégies sur la base d'un plan décennal déposé tous les trois ans. Les dernières projections de la demande de la société d'État proviennent de son Plan d'approvisionnement 2020-2029, publié en 2019, et révisé chaque année. Les données présentées plus bas sont tirées de la plus récente version soit celle de 2021¹⁷. Rappelons que ces prévisions de demande portent sur la consommation en sol québécois. Les exportations et les échanges avec les réseaux voisins relèvent d'Hydro-Québec Production, et devront être ajoutés à la demande québécoise pour établir les besoins totaux en électricité.

Dans cette section, nous nous concentrons sur l'horizon défini par le processus de planification d'Hydro-Québec, soit 2020-2029, et ce pour plusieurs raisons, notamment :

- Les prévisions de la société d'État sur cette période sont détaillées et à jour.
- Les prévisions à plus court terme sont plus précises et leur évolution, moins incertaine.
- C'est pendant de la décennie en cours que s'amorceront des changements dans la structure de la demande, notamment ceux qui sont liés à la décarbonation.
- Hydro-Québec estime que c'est durant cet horizon que les besoins commenceront à excéder les ressources disponibles.

Les prévisions d'Hydro-Québec

Après deux réévaluations annuelles des prévisions initiales de son plan d'approvisionnement, Hydro-Québec estime que les ventes d'électricité au Québec augmenteront de 20 TWh sur la période 2020-2029, passant de 170,4 TWh en 2019 à 190,4 TWh en 2029. On remarque que ces prévisions annoncent une forte croissance et que leur variabilité est importante.

Une forte croissance

Sur une période de 10 ans, le volume de la demande augmentera de 11,7 %. Pour la décennie précédente, de 2009 à 2018, la croissance n'avait été que de 4,7 %, plombée par la baisse de la demande industrielle, notamment celle des pâtes et papiers. Le taux de croissance annuel moyen est ainsi passé de 0,4 % à 1,0 % d'une décennie à l'autre, soit deux fois et demie plus.

Une importante variabilité dans les prévisions

Après avoir déposé son plan initial en 2019, Hydro-Québec a publié deux états d'avancement, qui présentent d'importantes révisions à la hausse, comme le montre le tableau 4 suivant. Ces révisions ont porté la demande supplémentaire de 12,4 TWh à 20 TWh. Cette augmentation de 7,6 TWh équivaut à la consommation de plus de 400 000 ménages¹⁸. Historiquement, Hydro-

¹⁷ Hydro-Québec, 2021. *État d'avancement 2021 du plan d'approvisionnement 2020-2029*, disponible [ici](#)

¹⁸ Dans son *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, Hydro-Québec indique qu'un TWh équivaut à la consommation de 54 000 ménages. L'augmentation dans la prévision en deux cycles annuels de révision équivaldrait donc à l'ajout de la consommation de 410 400 ménages.

Québec, dans ses prévisions, a toutefois généralement eu tendance à surestimer la demande. On doit néanmoins souligner la difficulté de ce genre d'exercice, et surtout la grande volatilité des phénomènes dont elle doit prévoir l'évolution, incluant les changements dans les politiques gouvernementales. Dans ce cas précis, les prévisions récentes de la société d'État ont entre autres été affectées par la publication du *Plan pour une économie verte 2030* (PEV2030) du gouvernement du Québec. Or, et nous y reviendrons dans un instant, il apparaît que cette dernière prévision n'intègre pas « l'engouement exceptionnel pour l'énergie propre du Québec des derniers mois et la quantité étonnante de demandes de raccordement au réseau d'Hydro-Québec portant sur des installations industrielles de grande envergure »¹⁹.

Tableau 4

Ajustements des prévisions de ventes en sol québécois du plan d'approvisionnement 2020-2029

Publications d'Hydro-Québec	Prévisions des ventes prévues régulières d'électricité (TWh)		
	2019	2029	Hausse 2019-2029
Plan d'approvisionnement (publication initiale, 2019) ²⁰	171,4	183,8	12,4
État d'avancement 2020 ²¹	170,4*	186,2	15,8
État d'avancement 2021 ²²	170,4*	190,4	20,0

Note : ventes réalisées, jusqu'à partir de 2020, celles-ci étaient connues

Hydro-Québec distingue deux composantes dans ses prévisions de croissance de la demande, soit la croissance naturelle et celle qui est attribuable à des éléments nouveaux.

La croissance naturelle, ou croissance de base, reflète les effets de facteurs comme la croissance démographique, la formation de ménages, les mises en chantier, certaines habitudes de consommation dont le recours accru à la climatisation, ainsi que les effets de la croissance économique sur le secteur commercial et institutionnel, en plus de l'évolution prévisible des industries à forte consommation. Dans la mise à jour de 2021, Hydro-Québec prévoit que la croissance naturelle mènera à une hausse de la demande de 6,9 TWh sur la période.

La croissance attribuable à des nouveautés, soit de nouvelles technologies, de nouveaux secteurs en expansion, ou encore de nouvelles politiques, inclut la majorité de la croissance prévue de la demande. Les éléments qui constituent cette croissance incluent :

- Une nouvelle offre de conversion à la biénergie pour les bâtiments résidentiels ou commerciaux, fruit d'une entente avec Énergir, générerait selon les prévisions d'Hydro-Québec, une demande supplémentaire de 3,2 TWh.²³

¹⁹ Journal de Montréal, Janvier 2022, L'électricité du Québec doit engendrer les meilleures retombées, disponible [ici](#)

²⁰ Hydro-Québec, 2019, *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, disponible [ici](#)

²¹ Hydro-Québec, 2020. *État d'avancement 2020 du plan d'approvisionnement 2020-2029*, disponible [ici](#)

²² Hydro-Québec, 2021. *État d'avancement 2021 du plan d'approvisionnement 2020-2029*, disponible [ici](#)

²³ Hydro-Québec, 2021. *État d'avancement 2021 du plan d'approvisionnement 2020-2029*, disponible [ici](#)

- L'ajustement dans l'analyse du déploiement de nouvelles technologies entraînera une demande accrue de 3,5 TWh.
 - Une adoption moins rapide que prévu des cellules photovoltaïques par la clientèle de l'ordre de -0,4 TWh, ce qui augmentera la demande au distributeur.
 - Les efforts d'électrification des transports prévus dans le *Plan pour une économie verte* et son plan de mise en œuvre ainsi que les données réelles sur les véhicules électriques expliquent une hausse de 3,9 TWh²⁴.
- La croissance des nouveaux secteurs en expansion représente 6,5 TWh supplémentaires, à raison de 3,6 TWh pour les centres de données, 0,8 TWh pour les chaînes de blocs, 0,8 TWh pour les serres et 0,9 TWh pour la production d'hydrogène.

Tableau 5

Hausse prévue des ventes d'électricité entre 2020 et 2029

	Hausse prévue des ventes d'électricité entre 2020 et 2029	% de la hausse totale
Croissance totale	20 TWh	100 %
Croissance naturelle	6,9 TWh	34,5 %
Croissance due à des éléments nouveaux	13,1 TWh	65,5 %
Conversion à la biénergie	3,2 TWh	16,0 %
Nouvelles technologies	3,5 TWh	17,5 %
Centres de données	3,6 TWh	18,0 %
Chaînes de bloc	0,8 TWh	4,0 %
Serres	0,8 TWh	4,0 %
Production d'hydrogène	0,9 TWh	4,5 %

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

Notons que pour une croissance de la demande prévue de 20 TWh sur la période 2020-2029, seulement 6,9 TWh sont attribuables à une croissance de base et que, par conséquent, 13,1 TWh, soit près des deux tiers, reposent sur des secteurs moins établis ou moins connus, dont l'évolution est plus difficilement prévisible. Par exemple, le progrès de la culture en serre et l'attractivité du Québec pour les centres de données sont incertains, à l'instar du potentiel du marché de l'hydrogène et de l'atteinte d'objectifs de diverses politiques, comme pour la conversion à la biénergie ou l'adoption des véhicules électriques. De plus, pour certains de ces secteurs, comme l'hydrogène, la prévision actuelle apparaît basse par rapport à tous les projets envisagés au Québec par différents promoteurs.

²⁴ Ibid.

À cet égard, PCEE, une firme spécialisée en énergie estime que certains des éléments de la prévision 2020-2029 d'HQD sont sujets à caution et propose ainsi une évaluation plus modérée. La prévision de PCEE repose sur une lecture différente de l'évolution de la demande, notamment pour trois secteurs ayant un potentiel de croissance.

- 1. Une estimation plus prudente de la pénétration des véhicules électriques.** Les prévisions d'Hydro-Québec sur les ventes supplémentaires provenant de l'électrification des transports reposent sur l'atteinte d'un seuil d'un million de véhicules d'ici 2029, soit l'objectif du gouvernement du Québec. PCEE estime que cette cible ne sera pas atteinte, en raison du faible rythme d'adoption actuel et des ruptures dans les chaînes d'approvisionnement qui engendrent une rareté. Ainsi, la prévision liée à l'électrification des transports passe de 3,9 TWh pour Hydro-Québec à 3,13 TWh pour PCEE, une baisse de 0,77 TWh. Dans ce cas précis, Hydro-Québec est confrontée à un problème particulier parce qu'il s'agit d'un poste de consommation dont la croissance est en partie déterminée par des politiques du gouvernement. Il est donc difficile pour la société d'État de s'écarter des prévisions gouvernementales ou de se mettre dans une situation où elle serait incapable de fournir l'énergie requise par les objectifs des politiques. Notons toutefois que le gouvernement du Québec a rehaussé sa cible à 1,6 million de véhicules en 2030, après la publication des prévisions d'Hydro-Québec et la réalisation du rapport de PCEE.
- 2. Un taux d'adoption moins élevé que prévu pour le programme biénergie.** PCEE exprime des doutes quant à la capacité d'HQD d'atteindre ses objectifs très ambitieux de conversion du chauffage au gaz des bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels à la biénergie. Dans le cas du projet, lancé conjointement avec Énergir, Hydro-Québec s'attend à un taux d'adoption par la clientèle visée de 96 % pour le secteur résidentiel, de 72 % pour le secteur commercial et de 98 % pour le secteur institutionnel. Des prévisions plus prudentes amènent à revoir les besoins supplémentaires de 3,2 TWh à 2,0 TWh, soit une baisse de 1,2 TWh.
- 3. Moins d'énergie demandée par les centres de données.** PCEE estime que la compétitivité d'autres régions nord-américaines pour attirer des centres de traitement de données réduit le potentiel québécois. À cela s'ajoutent les progrès constants en efficacité énergétique de ces centres, qui leur permettent d'augmenter leur volume de traitement sans nécessiter une augmentation équivalente en énergie. Ces facteurs peuvent contribuer à une surestimation de la croissance des ventes pour le sous-secteur par Hydro-Québec. PCEE révisé à la baisse de 2,0 TWh la croissance de ce secteur, qui passe de 3,6 TWh à 1,6 TWh.

Le rapport de PCEE ne prévoit pas également de réalisation de gros projets industriels qui affecterait la demande de l'horizon 2022-29. Dans l'ensemble, les considérations amenées par PCEE auraient pour effet de réduire la hausse de 20 TWh prévue sur la période à 18 TWh. L'écart est relativement modeste au terme de cet horizon de 10 ans, mais il s'accroîtra lorsqu'on prolongera la prévision à 2045. Ces estimations plus conservatrices permettent d'établir une fourchette de possibilités.

Les prévisions sur l'horizon 2020-29 sont donc sujettes à une grande incertitude, probablement plus grande que par le passé, en raison des scénarios qui sont envisagés au niveau de la transition énergétique. La décarbonation est une tendance de fond et va alimenter la demande et les projets

consommant de l'électricité du Québec. Mais la vitesse à laquelle elle se manifesterait reste une grande inconnue.

Par exemple, pour certains secteurs, comme l'hydrogène ou les batteries, la prévision actuelle de PCEE comme celle de HQD peuvent apparaître basse par rapport à tous les projets envisagés au Québec par différents promoteurs. Il est vrai que l'on observe à l'heure actuelle une réelle effervescence autour de projets d'investissements liés à la décarbonation, notamment pour l'hydrogène vert. Mme Brochu, par exemple, a évoqué le fait que des projets totalisant des besoins de 10 000 MW avaient été soumis à Hydro-Québec. Cependant, il est difficile de savoir quelle sera la proportion de ces projets qui passeront de l'étape de l'idéation à celle de la réalisation, en raison des incertitudes normales dans le développement des projets - financement, conditions de marché -, mais aussi en raison des contraintes - coûts de construction, normes, etc. - qui entravent les investissements au Québec.

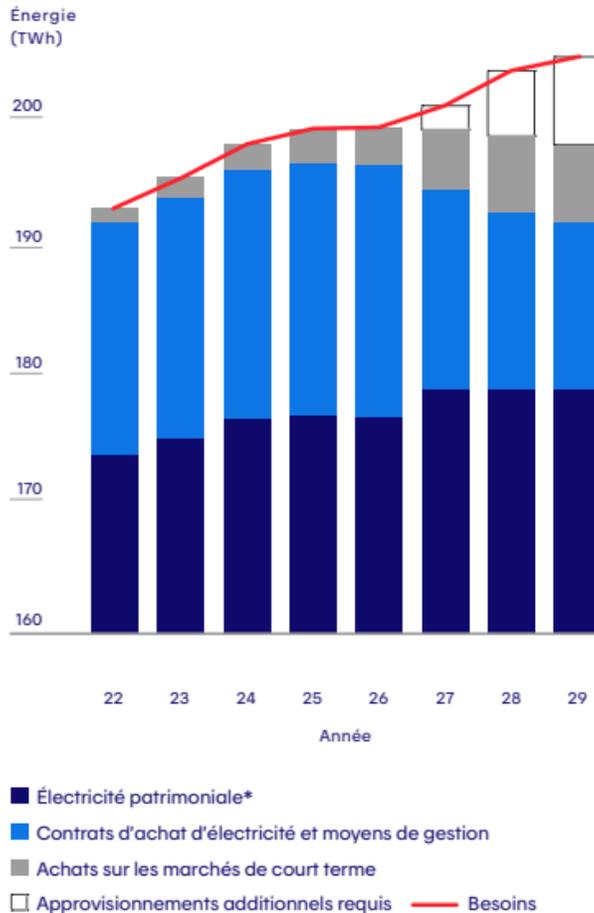
Pas de pénurie à l'horizon

Dans la période couverte par l'horizon des prévisions d'Hydro-Québec Distribution, soit 2020 à 2029, le Québec passera d'un contexte de surplus importants d'électricité, à une situation où les ressources seront temporairement moindres et exigeront de nouveaux approvisionnements.

Dans son dernier exercice de prévision, l'*État d'avancement 2021*, Hydro-Québec Distribution estime que ses ressources seront insuffisantes dans cinq ans : « Le bilan d'énergie montre que les approvisionnements actuels et prévus seront suffisants pour répondre aux besoins jusqu'en 2026. » À partir de 2027, ils seraient donc insuffisants sans ajustements en termes de nouveaux approvisionnements, comme l'illustre le diagramme qui suit.

Graphique 4

Bilan d'énergie présenté par Hydro-Québec Distribution



* Y compris les pertes de transport et de distribution.

Source: Hydro-Québec, 2019, Portrait des ressources énergétiques d'Hydro-Québec

Cette prévision peut paraître étonnante, puisqu'en 2019²⁵, la société d'État notait que « [d]e façon globale, la capacité de production des centrales d'Hydro-Québec et de ses autres sources d'approvisionnement dépasse les besoins de l'entreprise de plus de 40 TWh d'énergie disponible par année. Comme cette situation enviable devrait se maintenir au cours des prochaines années, Hydro-Québec continuera de disposer de suffisamment d'énergie pour alimenter le développement économique du Québec tout en contribuant davantage à la décarbonation des marchés voisins en signant de nouveaux contrats d'exportation à long terme. »

Il nous apparaît important de prendre en compte les facteurs clés qui ont contribué à la construction des importants surplus de l'ordre de 40 TWh de la dernière décennie puisqu'il s'agit en bonne partie de facteurs conjoncturels de deux ordres : dans un premier temps nous avons assisté à une succession d'éléments d'ordre macroéconomiques mondiaux (la récession de 2008 et la chute du

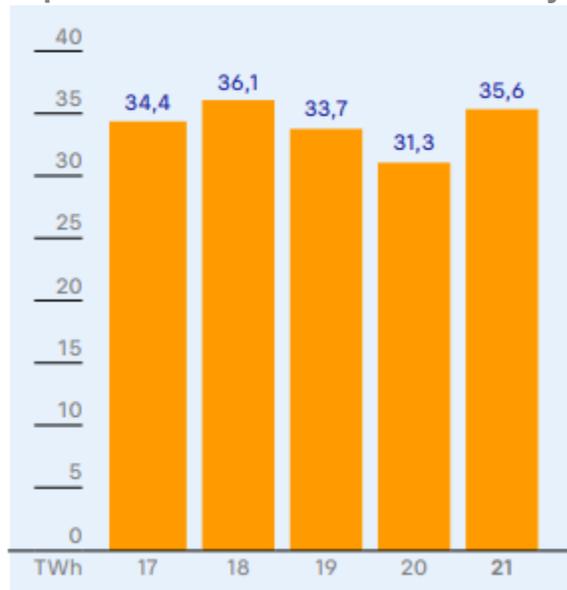
²⁵ Hydro-Québec, 2019, Portrait des ressources énergétiques d'Hydro-Québec, disponible [ici](#)

prix des matières premières qui s'en est suivi). Cette longue séquence de crises économiques a eu pour résultante de freiner considérablement le développement économique industriel ici au Québec comme ailleurs. En parallèle, des approvisionnements en énergie contractés avant la crise financière de 2008 sont entrés progressivement en opération contribuant d'autant au surplus d'énergie qui trouvait de moins en moins preneurs étant donné le contexte.

C'est d'ailleurs la présence de ces surplus qui a permis à Hydro-Québec de maintenir un niveau important d'exportations nettes vers les États-Unis au cours des dernières années. Le rapport annuel 2021 fait d'ailleurs état d'une excellente performance de ces exportations : « Leur volume s'est élevé à 35,6 TWh, près du record de 36,1 TWh atteint en 2018²⁶. »

Graphique 5

Exportations nettes d'électricité d'Hydro-Québec, 2017-2021



Source: *Hydro-Québec, 2021, Rapport Annuel 2021*

Ces divers messages provenant d'Hydro-Québec sur les surplus, les exportations, mais aussi le besoin de nouveaux approvisionnements dans un avenir proche suggèrent une question simple, légitime dans un débat public éclairé dont un des fondements doit être une meilleure compréhension des prises de décisions relatives à la gestion énergétique du Québec.

Il est important de souligner, avant d'aller plus loin, que l'insuffisance des ressources décrite au graphique 4 est purement théorique. Le marché québécois ne manquera pas d'électricité. Premièrement, notons que l'écart entre les besoins et les ressources est modeste, 5,1 TWh en 2028 et 6,9 TWh en 2029, ce que l'échelle du graphique ne permet pas de voir. Deuxièmement, la légende même du graphique décrit d'ailleurs cet écart comme des « approvisionnements additionnels requis ». Hydro-Québec Distribution sera en mesure d'obtenir ces approvisionnements, soit par des importations, soit par une accélération de certains projets, par exemple éoliens. Troisièmement, il faut enfin souligner que ce n'est pas Hydro-Québec qui doit composer avec des ressources insuffisantes, mais plutôt Hydro-Québec Distribution, et que cette

²⁶ Hydro-Québec, 2021, Rapport Annuel 2021, disponible [ici](#)

situation s'explique essentiellement par le fait que l'autre bras de la société d'État, Hydro-Québec Production, réduira les quantités d'énergie livrées.

À l'horizon 2026, Hydro-Québec, à travers le bras qu'est Hydro-Québec Production, a en effet d'autres obligations et engagements, avec la mise en œuvre de deux contrats de puissance garantie avec les réseaux américains.

- **Projet New England Clean Energy Connect (NECEC)** : Le projet prévoit l'exportation de 9,45 TWh vers le Massachusetts et 0,5 TWh vers le Maine par année pendant 20 ans, de 2024 à 2044²⁷. De plus, ce contrat comprend une obligation additionnelle de maintenir les volumes importés antérieurement, soit environ 10 TWh.
- **Projet Champlain Hudson Power Express (avec la NYSERDA)** : Dans le cadre d'une entente avec la New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA), Hydro-Québec exportera vers l'État de New York un volume annuel de 10,4 TWh²⁸ pendant 25 ans, de 2025 à 2050.

Jusqu'ici, l'essentiel des exportations d'Hydro-Québec s'est fait sur les marchés à court terme, sans obligation formelle de sa part, ce qui lui permettait de disposer d'un débouché pour ses surplus, mais aussi de rediriger ces surplus vers le Québec si la demande l'exigeait. C'est cette marge de manœuvre dans l'utilisation des surplus, environ 30 TWh d'énergie, que la signature des deux contrats élimine.

Encadré 2: État d'avancement des deux projets d'exportation d'Hydro-Québec

En mai 2022, les deux projets d'exportation d'Hydro-Québec étaient à des stades d'avancement différents.

Le projet NECEC (Massachusetts et Maine) dépend sur la construction de la ligne d'interconnexion Appalaches–Maine. Celle-ci a obtenu toutes les approbations réglementaires nécessaires du côté du Canada, ainsi que l'approbation et les permis requis des autorités américaines. Les travaux dans le Maine ont commencé en janvier 2021, puis ont été interrompus en novembre à la suite d'un référendum populaire dans le Maine visant à bloquer le projet. La construction du côté du Québec a aussi été interrompue. Le projet pourrait reprendre si la législation découlant du processus référendaire était reconnue comme invalide par des processus judiciaires en cours²⁹.

Le projet Champlain Hudson Power Express (New York) dépend de la construction de la ligne du même nom, CHPE. Les contrats avec le promoteur ont été signés en novembre 2021³⁰ et la dernière étape réglementaire, soit l'approbation du projet par la Commission des services publics de New York, a été confirmée en avril 2022. Le début de la construction est prévu pour l'été 2022³¹.

²⁷ Hydro-Québec, 2021, *Rapport annuel 2021*, disponible [ici](#)

²⁸ Ibid.

²⁹ Ibid.

³⁰ Ibid.

³¹ La Presse canadienne, 2022. « [La construction de la ligne d'Hydro-Québec débutera cet été](#) », *La Presse*, 14 avril 2022

Ainsi, les surplus de 40 TWh dont a fait état Hydro-Québec n'ont pas disparu. Ils ont plutôt été réassignés en partie à une autre utilisation, et ne sont donc plus disponibles pour combler les besoins internes prévus du Québec.

Cependant, comme ces livraisons d'énergie garantie vers les marchés américains s'amorceront en 2024 et 2025, et que la pleine expression de la demande domestique liée à la décarbonation se manifesterà à la fin de la décennie, on peut déduire que c'est l'entrée en vigueur de ces contrats d'exportation qui provoquera les tensions sur le marché prévues en 2026. L'édition 2022 de *l'État de l'énergie au Québec* arrive au même constat. On peut donc conclure que cette situation plus serrée annoncée par Hydro-Québec s'explique en bonne partie par un choix stratégique de la société d'État. Notons toutefois qu'Hydro-Québec planifie toujours un certain niveau de surplus pour répondre à des situations d'exception et que c'est l'envergure de ces derniers qui est importante.

Énergie et puissance

Jusqu'ici, l'essentiel de l'analyse a porté sur l'offre et la demande d'énergie. Une étude complète de la place de l'électricité au Québec et de ses perspectives doit tenir compte de l'autre volet fondamental de l'équation énergétique : la puissance.

La puissance correspond à la quantité d'énergie produite ou consommée à un moment donné, et se mesure en watts ou un de ses multiples, soit dans le cas qui nous occupe, les mégawatts (MW). La puissance jauge la capacité du réseau de fournir de l'énergie à un moment précis. L'énergie, quant à elle, décrit la quantité produite ou consommée sur une période donnée, et se mesure en wattheures, c'est-à-dire le nombre de watts consommés en une heure, ou l'un de ses multiples, soit dans le cas qui nous occupe, les térawattheures (TWh).

Cette distinction est particulièrement importante dans un marché comme celui du Québec où l'on observe des fluctuations très importantes selon la période de l'année, surtout en raison du recours à l'électricité pour le chauffage des logements et des bâtiments. À cause de la rigueur de notre climat, les besoins sont très élevés les jours froids et sombres de l'hiver, provoquant de fortes pointes de la demande. Hydro-Québec Distribution doit assurer une capacité d'approvisionnement et une puissance capable de répondre à cette pointe hivernale, ce qui a pour résultat de générer des surplus au cours des périodes de demande moins forte. On a progressivement développé des mesures pour ne plus être astreint à disposer d'une puissance équivalant à ces besoins élevés, soit par le biais d'importations, soit en atténuant la demande, par exemple avec des contrats d'électricité interruptibles ou le recours à la biénergie, qui utilise le gaz naturel en période de pointe.

Les prévisions de la demande et l'adéquation de l'offre exigent de la planification qu'elle prenne en compte à la fois les besoins en énergie et les besoins en puissance. Par exemple, les secteurs de la demande appelés à une forte croissance peuvent avoir des répercussions différentes selon le type de besoins, en énergie ou en puissance : les serres ou les véhicules électriques consomment plus d'énergie dans les périodes de pointe et exerceront donc une pression sur les besoins en puissance. D'autres industries ont des contrats prévoyant des interruptibles en période de pointe, comme les alumineries, les chaînes de blocs ou les centres de données. Dans le secteur résidentiel, la biénergie sert précisément à recourir davantage à l'énergie électrique pour le chauffage, sans affecter les besoins en puissance en période de pointe hivernale.

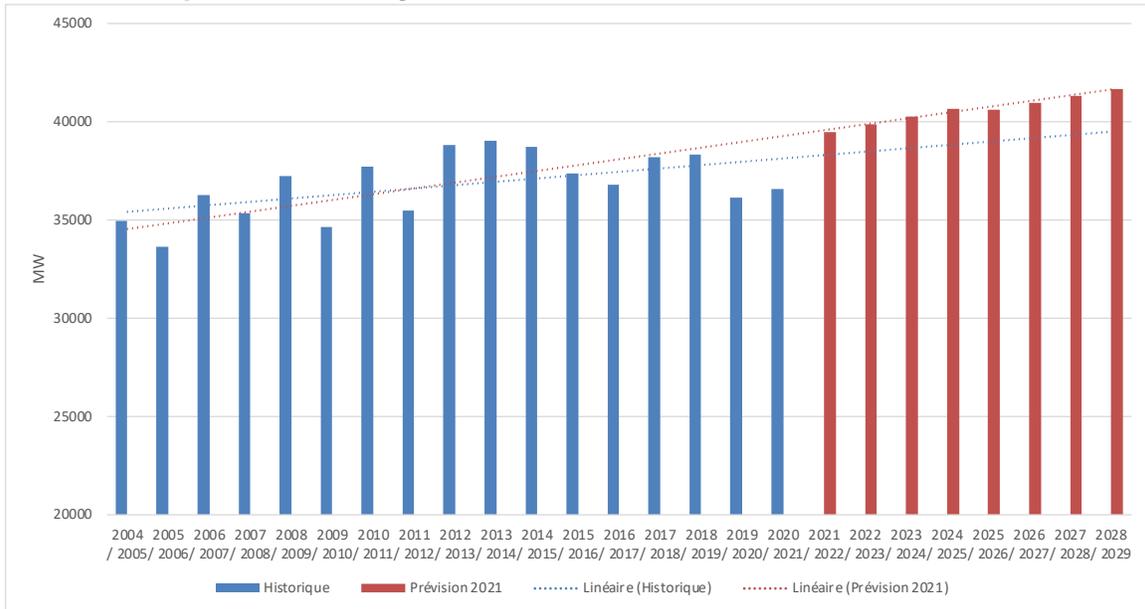
Du côté de l'offre, la corrélation entre l'énergie et la puissance varie selon la source d'énergie. Par exemple, dans le cas de l'énergie éolienne, intermittente parce qu'elle dépend de l'intensité du

vent, la puissance installée ne permet pas de fournir une quantité constante d'énergie et ne constitue pas toujours l'appoint dont le réseau a besoin au moment où il doit répondre à la demande de pointe. La présence au Québec d'un vaste réseau hydroélectrique et de grands barrages offre une complémentarité aux ressources éoliennes en permettant le stockage de cette énergie intermittente.

La figure x qui suit montre l'évolution à la hausse des besoins en puissance prévus par Hydro-Québec.

Graphique 6

Besoins en puissance d'Hydro-Québec Distribution, 2004-2029



Source : PCEE

Cette distinction entre puissance et énergie étant établie, précisons maintenant que parce qu'il porte davantage sur les volets économiques que sur la gestion du réseau, le présent rapport ne se penche pas sur les questions de puissance. Nous sommes toutefois pleinement conscients que la gestion d'un réseau repose sur la prise en compte des contraintes spécifiques aux enjeux de puissance et d'énergie.

2.3. Les prévisions à long terme de la demande 2030-2045

Dans cette section, nous exposons plusieurs scénarios de prévision de la demande d'électricité au Québec pour l'horizon 2030-2045. Nous présentons un résumé des différents scénarios utilisés dans le tableau 6 ci-après. Nous réfléchissons également aux facteurs de complexité qui entourent la prévision sur un tel horizon, alors que s'entament des changements structurels nécessaires à la transition énergétique. Bien que l'exercice soit ardu, il est essentiel pour planifier optimalement les ressources, de faire des prévisions à plus long terme et d'entamer la planification de ces ressources, d'autant plus que l'ajout de certaines ressources nécessite une période de mise en œuvre considérable.

Tableau 6

Résumé des différents scénarios de la demande d'électricité au Québec pour l'horizon 2030-2045

Nom du scénario	Suppose l'atteinte de la carboneutralité en 2050	Augmentation prévue des approvisionnements nécessaires en énergie en 2050 par rapport à 2022
Prévision Hydro-Québec	Oui	+100 TWh
Prévision Dunsky Énergie + Climat, scénario D	Oui	+125,1 TWh
PCEE	Partiellement	+54,8 TWh
Energyzt 1	Non	+25,3 TWh
Energyzt 2	Très partiellement	+35,0 TWh
Energyzt 3	Partiellement	+45,8 TWh
Energyzt 4	Partiellement	+62,9 TWh

La complexité de la prévision à long terme devant des changements structurels en démarrage

Il est essentiel, dans un cadre de planification optimale des ressources, de pouvoir compter sur des projections qui vont au-delà d'un horizon à moyen terme, dans ce cas-ci 2020-2029, parce que la mise en œuvre des ressources pour combler les besoins à venir exige de longs délais, notamment si la pression est telle que l'on doit recourir à de nouvelles centrales hydroélectriques. C'est également le cas pour la planification stratégique de nombreuses industries, surtout celles qui demandent une importante capitalisation, telles que l'aluminium, la sidérurgie ou l'hydrogène, ou encore pour les politiques de décarbonation qui s'étaleront sur une longue période. Les décisions prises dans les années à venir doivent pouvoir tenir compte des implications et des conséquences sur un horizon plus lointain.

Puisque les écarts de prévisions sont déjà importants dans ce domaine sur des cycles de quatre ou cinq ans, comme nous l'avons vu, le degré d'incertitude des prévisions à long terme sera très important. D'autant plus qu'aux inconnues classiques, telles que l'évolution de l'économie, les changements de comportement et les progrès technologiques, s'ajoutent la possibilité d'une rupture plus radicale amenée par la décarbonation et les efforts pour atteindre les objectifs de

carboneutralité auxquels se sont engagés les gouvernements du Canada³² et du Québec³³. Les modèles de prévision économique, qui reposent en bonne partie sur la projection vers l'avenir des tendances observées dans le passé, ne sont pas d'un grand secours pour prendre en compte de tels changements de paradigme.

Comme l'électrification des usages, des transports et des procédés constitue, avec l'imposition d'un prix croissant pour le carbone et le retrait de mesures de protection pour les grands émetteurs, les principales armes par lesquelles le gouvernement du Québec³⁴ tentera d'atteindre ses cibles de réduction des émissions de GES, le rythme des efforts de décarbonation et leur intensité auront des effets très importants sur les besoins en électricité.

L'évaluation de ces effets repose largement sur des considérations sociales et politiques. Par exemple, le gouvernement du Québec, comme celui du Canada et ceux de plusieurs pays, sera-t-il en mesure d'atteindre les cibles qu'il s'est fixées? Ou encore, la prise de conscience de la population par rapport aux enjeux environnementaux la poussera-t-elle à adopter des comportements différents ou à accepter les contraintes inhérentes à la transition? Jusqu'à quel point le monde économique, notamment le secteur financier, intégrera-t-il les risques environnementaux dans la prise de décisions, ce qui accroitrait le rythme de décarbonation? À quel rythme et sur quel horizon les entreprises dont les procédés sont intensifs en énergie fossile prendront le virage de la décarbonation? Quelle sera l'évolution du prix du carbone et à quel rythme le Canada développera-t-il et adoptera-t-il des mécanismes d'ajustement à la frontière? Ces questions et bien d'autres du même genre détermineront le cheminement du processus de décarbonation et l'impact de cette transition sur la demande d'électricité, notamment par l'électrification des transports, les efforts pour l'efficacité énergétique, le développement de la filière de l'hydrogène ou les activités d'entreprises utilisant une électricité propre.

Nous n'avons pas de réponses à ces questions, mais ce rapport repose sur l'hypothèse que la transition sera forte et que des sociétés comme le Canada ou le Québec, après des décennies d'inaction ou de résistance, vont accélérer le pas, en raison notamment d'un contexte mondial en pleine transformation. Il est impossible de savoir si le Québec réussira à atteindre la carboneutralité ni s'il y parviendra au moment prévu, soit en 2050. Toutefois, le scénario qui suppose que le Québec multipliera les interventions pour tendre vers cet objectif, sans être une certitude, est possible et plausible, et doit donc être pris en compte par principe de prudence. En raison des enjeux climatiques, nous estimons que l'accélération du processus de décarbonation provoquera une rupture dont les conséquences sur la demande en électricité seront considérables.

Cette hypothèse est renforcée par le fait que comme le gouvernement du Québec mise largement sur l'électrification pour atteindre ses cibles et qu'Hydro-Québec est une société d'État, les pressions pour assurer la mise à contribution de l'électricité seront fortes, d'autant plus que l'électrification constitue une approche qui exige moins d'efforts de la population, que, par exemple, l'adoption du transport en commun, engendre peu d'inconvénients, et donc, provoquera moins de résistance que d'autres outils à la disposition de l'État. Le moment où s'amorcera cette accélération est difficile à prévoir, mais comme le PEV 2030 se mettra progressivement en place au cours de

³² Gouvernement du Canada, 2022, *Les plans et les cibles climatiques du Canada*, disponible [ici](#)

³³ Gouvernement du Québec, *Engagements du Québec - nos cibles de réduction des émissions de GES*, disponible [ici](#)

³⁴ Gouvernement du Québec, 2022, *Plan de mise en œuvre 2022-2027 du Plan pour une économie verte 2030 : de nouvelles actions et des sommes records pour lutter contre les changements climatiques*, disponible [ici](#)

la décennie, il n'est pas déraisonnable de supposer que la demande d'électricité pour des fins de décarbonation s'accroîtra progressivement d'ici 2030 et poursuivra sa croissance au-delà. Ainsi, l'électricité propre et renouvelable jouera un rôle central comme outil de remplacement des énergies fossiles dans l'horizon de notre analyse.

Par contre, l'expérience du passé, qui a mis en relief les résistances de la population et la faible détermination des gouvernements, fait en sorte qu'il est également légitime de ne pas vouloir considérer les intentions gouvernementales comme des cibles réalistes et de proposer des scénarios où l'évolution de la demande d'électricité engendrée par les exigences de la décarbonation sera plus modeste.

Ce degré d'incertitude impose une grande prudence. Pour cette raison, nous pouvons envisager plusieurs scénarios d'évolution possible de la demande, qui fourniront une fourchette de possibilités.

Dans un premier temps, nous examinerons divers scénarios de demande. Dans un deuxième temps, nous analyserons l'offre, c'est-à-dire les ressources disponibles et les options pour les augmenter, et enfin, nous produirons un bilan de l'offre et la demande.

Prévisions d'Hydro-Québec

Dans l'éventail des possibilités, le scénario de demande que l'on peut décrire comme une estimation à la hausse est celui qui a été présenté dans le plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec, selon lequel il faudra 100 TWh de plus d'ici 2050, soit une augmentation de plus de 50 % de la capacité actuelle. Il est important de situer cet objectif dans son contexte. Cette cible, qui n'est pas détaillée ou explicitée dans le plan stratégique, a été formulée, de l'aveu même de la PDG d'Hydro-Québec, Mme Sophie Brochu, dans le but d'envoyer un message fort³⁵ : « On a voulu frapper l'imaginaire collectif ». Par ailleurs, la formulation de la seule mention de cette cible dans le plan stratégique semble indiquer qu'il s'agit d'un objectif plutôt que d'une prévision : « Plus de 100 TWh additionnels d'électricité propre seront requis pour que le Québec atteigne la carboneutralité à l'horizon 2050. »

On doit ainsi voir cette cible comme l'expression d'une intention, c'est-à-dire les besoins qu'il faudra satisfaire si Hydro-Québec réussit à contribuer avec succès aux efforts pour atteindre la carboneutralité. On peut ainsi retenir cette cible comme une borne élevée de l'éventail des scénarios de demande.

³⁵ Midi-info, Ici Radio-Canada, mars 2022, *Plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec*, avec Sophie Brochu, disponible [ici](#)

Besoins en 2050 selon Hydro-Québec : +100 TWh

Prévisions de Dunsky Énergie + Climat

Nous ajoutons à notre analyse une autre prévision, celle de Dunsky Énergie + Climat³⁶, une firme d'analystes spécialisée dans les questions liées à la transition énergétique. Un rapport préparé pour le ministère de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques notait : « Notre analyse montre que, d'ici 2050, un virage devra s'effectuer pour délaissier les énergies fossiles, notamment au profit d'une plus grande électrification. Miser sur l'efficacité énergétique sera essentiel pour atténuer les besoins additionnels en électricité, mais il est probable que cela ne suffise pas. Ainsi, on prévoit que le Québec aura besoin de 137 TWh de plus à l'horizon 2050 par rapport à 2016 (Trajectoire D). » À des fins de comparaison, en ajustant cette prévision pour la ramener à la période qui nous occupe, cela correspondrait approximativement à une hausse de 125,1 TWh entre 2022 et 2050.

Besoins en 2050 selon Dunsky Énergie + Climat : +125,1 TWh

Prévisions de PCEE

La prévision de PCEE, elle, s'appuie plutôt sur une analyse de la demande et des mécanismes de marché.

Nous avons déjà vu que la firme prévoit une croissance de la demande légèrement inférieure à celle d'Hydro-Québec pour la période 2020-2029, soit 18 TWh contre 20 TWh. Cet écart aura tendance à s'élargir les années subséquentes. Pour la période 2035-2050, l'étude, après des ajustements pour le développement des véhicules électriques, applique le taux de croissance annuel moyen (TCAM) de la période 2010-2029 à la période 2030-2045. Pour mémoire, une moyenne de 0,4 % a été observée pour 2010-2019, et de 1,0 % pour 2020-2029. La projection de PCEE peut sembler basse, parce qu'elle implique que la croissance des besoins sera moins forte entre 2030 et 2045 qu'entre 2020 et 2029, ce qui suppose qu'il n'y aura pas de rupture dans les années à venir ni d'accélération de la demande d'électricité. Selon cette prévision, les besoins en électricité passeraient de 191,9 TWh à 234,7 TWh en 2045, soit une hausse de 42,8 TWh. À des fins de comparaisons avec les cibles d'Hydro-Québec, une projection des auteurs porterait ces besoins à 246,7 TWh en 2050, pour une hausse de 54,8 TWh.

À noter que PCEE estime qu'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. »³⁷. Deux facteurs sont à la base de ce constat : i) les plans d'Hydro-Québec ne comportent pas de cibles d'efficacité énergétique au-delà de 2029. Comme la société d'État a fait de l'efficacité une priorité, cette firme suppose que les efforts seront faits en ce sens et auront pour effet de réduire les besoins ; ii) PCEE ajoute qu'une hausse importante des besoins peut occasionner une hausse des coûts d'approvisionnement et une hausse tarifaire menant à une réduction de la consommation.

³⁶ Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – Horizons 2030 et 2050 (Mise à jour 2021)

³⁷ PCEE, 2022, Rapport d'analyse sur le contexte énergétique post-2021 au Québec

Besoins en 2050 selon PCEE : +54,8 TWh (estimation)

Prévisions d'Energzyt

L'équipe de projet a aussi fait appel à Energzyt, une firme de consultants américaine spécialisée dans les questions énergétiques, pour évaluer l'offre et la demande à travers un autre prisme, celui des marchés continentaux. La démarche d'Energzyt porte davantage sur l'offre, c'est-à-dire sur les stratégies de production et d'approvisionnement que devra déployer Hydro-Québec pour combler ses besoins.

Cette étude n'effectue pas ses propres prévisions de la demande et utilise plutôt les prévisions de deux organismes publics, la Régie de l'énergie du Canada (REC)³⁸ et Hydro-Québec, qu'elle combine pour produire divers scénarios. L'étude analyse plus en détail quatre scénarios de demande, détaillés dans le tableau 7 plus bas :

- un scénario « faible », avec un taux de croissance annuel moyen (TCAM) de 0,54 %³⁹
- un scénario « moyen-faible », selon l'autre projection de la REC, celle d'un scénario « d'évolution des politiques » qui tient compte de certaines politiques de décarbonation, avec un TCAM de 0,67 %.⁴⁰
- Un scénario « moyen-fort », qui combine les projections d'Hydro-Québec pour la période 2020-2029, avec un TCAM de 1 %, et les projections de maintien des politiques de la REC pour 2030-2050⁴¹
- Un scénario « fort », qui combine les prévisions d'Hydro-Québec pour la période 2020-2029 et les projections d'évolution des politiques de la REC pour 2030-2050⁴²

Dans le tableau suivant, nous avons ajusté les projections de Energzyt pour les ramener sur une base comparable aux prévisions précédentes, en fixant le point de départ à 2022 plutôt que 2020 et en ajoutant les pertes pour traiter des besoins plutôt que de la demande, avec un facteur de 7,5 % (écart entre les besoins de 204,7 TWh prévus par Hydro-Québec en 2029 et les ventes régulières de 190,4 TWh prévues). Cet exercice donne les besoins supplémentaires nécessaires selon les scénarios par rapport aux besoins de 192,9 TWh de 2022.

³⁸ Régie de l'Énergie du Canada, 2020. [Avenir énergétique du Canada en 2020](#)

³⁹ Energzyt, 2022. *Hydro-Québec's Projected Demand and Supply*.

⁴⁰ Ibid.

⁴¹ Ibid.

⁴² Ibid.

Tableau 7

Scénario d'évolution de la demande d'énergie d'Hydro-Québec à l'horizon 2050 par Energyzt

Scénario	Projections 2020-2029	Projections 2030-2050	Besoins en 2050 estimés par Energyzt	Besoins en 2050 ajustés	Hausse par rapport aux besoins de 2022
Faible	REC actuelles	REC actuelles	203 TWh	218,2 TWh	+25,3 TWh
Moyen-faible	REC évolutives	REC évolutives	213 TWh	227,9 TWh	+35,0 TWh
Moyen-fort	HQ	REC actuelles	222 TWh	238,7 TWh	+45,8 TWh
Fort	HQ	REC évolutives	238 TWh	255,8 TWh	+62,9 TWh

Source: Energyzt, 2022. *Hydro-Québec's Projected Demand and Supply*.

Besoins en 2050 selon Energyzt : +25,3 TWh à +62,9 TWh

Les comparaisons de ces prévisions mènent à quelques constatations. Soulignons d'abord qu'elles nous permettent de faire reposer notre analyse sur un éventail de scénarios. Si elles sont utiles pour établir cet éventail, les prévisions de croissance faible sur la période nous semblent moins plausibles. Nous notons également que les prévisions de PCEE et les prévisions moyennes ou fortes d'Energyzt se recoupent, avec des besoins supplémentaires prévus se situant dans un intervalle de 45,8 TWh à 62,9 TWh.

Dans tous les cas de figure, les différences entre les estimations s'expliquent par une évaluation différente des taux de croissance annuels moyens de la demande. Elles dépendent donc en grande partie des hypothèses sur l'intensité des politiques de décarbonation et l'atteinte de la carboneutralité.

Pour la suite de l'analyse, qui consiste à dresser un bilan énergétique reposant sur une adéquation entre les besoins et les capacités, nous accorderons plus d'attention aux scénarios de demande forte, parce que c'est dans ces situations que les pressions seront les plus importantes pour Hydro-Québec et que les risques de déséquilibres seront les plus marqués. Si l'analyse permet de conclure qu'Hydro-Québec sera en mesure de satisfaire ces besoins élevés, bien sûr, les scénarios de demande plus faibles exerceront une pression moindre à laquelle la société d'État pourra nécessairement répondre.

La demande extérieure et les exportations

À ces évaluations de la demande domestique s'ajoutent les besoins de la demande extérieure. Celle-ci, comme on l'a vu, a jusqu'à maintenant consisté à consacrer les surplus dont disposait Hydro-Québec au marché extérieur à court terme ainsi qu'à quelques ententes avec les réseaux voisins canadiens et américains totalisant 8,5 TWh. Dans l'ensemble, les exportations nettes, en tenant compte des importations, s'élèvent en moyenne à 35 TWh par année.

Ces exportations, nous l'avons vu plus haut, prendront une forme nouvelle avec des contrats de puissance garantie à long terme : i) 9,45 TWh par année pendant 20 ans à partir de 2024 vers le Massachusetts (et une obligation de maintenir en sus les ventes antérieures qui avoisinent 10 TWh); ii) 10,4 TWh par année avec la New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA) pendant 25 ans à partir de 2025.

Le contrat avec le Massachusetts doit composer avec un écueil important, soit l'arrêt des travaux de construction d'une ligne de transport devant traverser l'État du Maine pour rejoindre les clients du Massachusetts, en raison des résultats d'un référendum. Les effets de ce vote mèneront à des contestations judiciaires.

Ces éléments jouent un rôle important dans les prévisions de la demande. Puisque les contrats de puissance garantie sont l'un des facteurs importants pour expliquer le fait que les ressources ne suffiront plus pour combler les besoins au cours de la décennie 2020-2029, et qu'ils constituent une proportion importante des besoins futurs. Il est clair qu'advenant l'abandon d'un des deux contrats, plus vraisemblablement celui du Massachusetts, la donne sera changée et le bilan énergétique modifiée. Ces hypothèses viennent s'ajouter à la gamme des scénarios dont il faut tenir compte pour évaluer l'adéquation entre l'offre et la demande.

2.4. L'offre et le bilan énergétique

Les prévisions de l'offre, elles, sont plus faciles à établir. La mécanique de l'offre consiste à prévoir l'ajout graduel de ressources, soit par des investissements en production, soit par des achats, pour combler les besoins supplémentaires. Il s'agit d'un processus où les plans d'investissement seront réajustés régulièrement en fonction de la réévaluation de la demande. Plusieurs sources d'approvisionnement supplémentaires sont déjà établies et connues, et la stratégie gagnante consistera à les mettre en service au moment où elles seront nécessaires, selon un ordre déterminé en fonction de leurs coûts, de leurs caractéristiques techniques ou des délais entre la conception et la mise en service.

Les deux rapports consultés par l'IDQ approchent cette évaluation de l'offre et de l'équilibre entre l'offre et la demande de façon différente. Sommairement, la méthode de PCEE pourrait être décrite comme une approche par les volumes et celle d'Enertgyzt, comme une approche par les coûts.

Analyse de PCEE

Hydro-Québec devra faire appel aux importations pour quelques années afin de conserver l'équilibre de son bilan, si et seulement si les deux contrats d'exportation sont réalisés, puis sera de retour aux surplus.

La démarche de PCEE consiste d'abord à établir le portefeuille des projets prévus ou envisagés par Hydro-Québec. Ces projets sont ensuite appariés de façon séquentielle à la demande croissante d'électricité. La séquence de réalisation des projets dépend de leurs coûts (en ordre croissant) ainsi que de leur degré de préparation ou des délais de leur mise en activité.

Il est important de souligner que pour cet exercice, PCEE n'utilise pas ses propres prévisions et retient plutôt la prévision de la demande faite par Hydro-Québec, soit une hausse des besoins de 100 TWh. Cette approche, prudente, permet d'évaluer le bilan énergétique futur dans un scénario où la croissance de la demande sera forte et imposera les pressions les plus exigeantes sur la capacité d'Hydro-Québec de répondre aux besoins.

Les ressources supplémentaires sur lesquelles Hydro-Québec pourra compter à l'horizon 2020-2045 sont les suivantes :

- Une hausse de la production des centrales existantes par l'augmentation des précipitations et le rééquipement des centrales, déjà prévue par Hydro-Québec, qui pourra procurer 10,31 TWh en énergie.⁴³ À cela s'ajoutera une nouvelle cible de 2 000 MW d'ici 2035, non incluse dans cette projection, avec le remplacement de turbines dans les centrales.
- Le développement graduel de l'éolien avec, dans un premier temps, des appels d'offres pour deux contrats totalisant 1 632 MW. Dans un deuxième temps, le plan stratégique 2022-2026 prévoit l'élaboration d'un portefeuille de projets de 3 000 MW d'ici 2026 pouvant être déployés en fonction des besoins. Le potentiel éolien total est estimé à 17 035 MW.
- Les effets du réchauffement climatique sur les précipitations procureront 10,78 TWh sur la période, soit un ajout annuel de 0,47 TWh.

⁴³ PCEE, 2022, Rapport d'analyse sur le contexte énergétique post-2021 au Québec

- Le développement du projet de 1 200 MW sur la rivière du Petit Mécatina, avec un début des livraisons en 2035, permettra d'ajouter 6,8 TWh.

La projection suppose également que les contrats, notamment pour l'éolien et les petites centrales datant de plus de 10 ans, seront renouvelés à mesure qu'ils arriveront progressivement à leur échéance au cours de cette décennie et de la suivante.

Elle suppose surtout que l'important contrat pour la centrale de Churchill Falls, qui arrive à échéance en 2041, sera également renouvelé. Ce contrat assure, pour 50 ans, la majeure partie de l'électricité produite par cette centrale située au Labrador. Avec sa puissance de 4 7682 MW, elle fournit 31 TWh au réseau d'Hydro-Québec, soit 13,9% des ressources du réseau. Le prix peu élevé payé pour cette énergie, 0,25 cent/kWh, même s'il reflète les coûts de construction de l'époque, a suscité un très vif mécontentement à Terre-Neuve-et-Labrador, donné lieu à d'incessants recours devant les tribunaux et constitue pour cette province un enjeu politique majeur. Il est probable qu'Hydro-Québec et Churchill Falls Labrador Corporation (CFLCo) en arriveront à une entente, parce que le Québec est le seul débouché possible pour cette électricité. Il est en outre certain que le prix qui en résultera après 2041 pour Hydro-Québec sera significativement plus élevé. Et surtout, il n'est pas déraisonnable de s'attendre à ce que les négociations entre les deux provinces soient difficiles, en raison de leurs rapports tendus, et en raison de la dimension émotive de cet enjeu dans la province voisine. Ce contexte politique particulier doit être pris en compte.

Par ailleurs, la projection de PCEE n'intègre pas le projet Gull Island sur le fleuve Churchill, une centrale au fil de l'eau, qui procurerait 2 200 MW de puissance, pour 11,6 TWh d'énergie, un projet d'envergure à prix abordable, mais qui n'est pas prévu dans un avenir proche par Hydro-Québec.

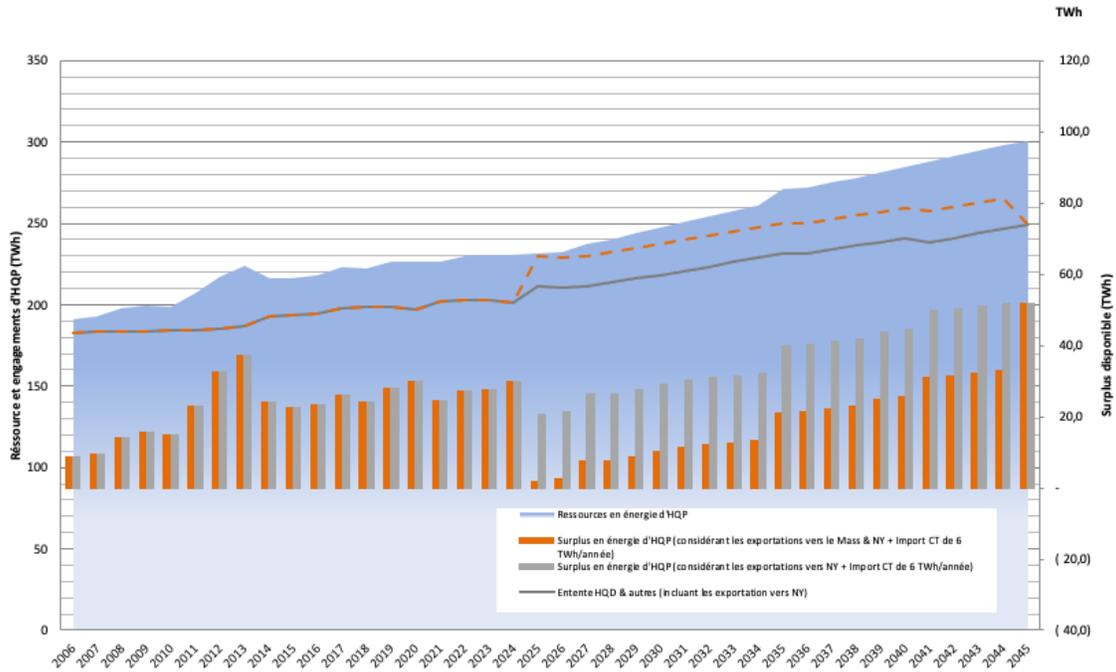
Des économies d'énergie de 8,2 TWh sont prévues pour la période 2020-2029. Elles apparaissent toutefois du côté de la demande en réduisant les besoins. Pour la période 2020-2045, on peut supposer d'autres gains d'efficacité, puisqu'il s'agit d'une priorité pour Hydro-Québec, mais cet effet se manifestera par une baisse du côté de la demande.

À partir de ce bilan des ressources, l'étude de PCEE propose une projection de l'offre d'énergie d'Hydro-Québec jusqu'en 2045. Il s'agit d'une offre élevée, qui englobe l'ensemble des projets qu'Hydro-Québec peut raisonnablement mettre en branle, puisqu'ils visent à répondre à la croissance forte de la demande qu'elle a elle-même prévue. L'étude établit ensuite deux bilans d'énergie en fonction de deux scénarios : le premier suppose que les deux contrats d'exportation d'énergie garantie vont de l'avant et le second suppose que seul celui avec New York reste actif.

Le graphique 7 qui suit illustre le bilan d'énergie du premier scénario. L'espace bleu représente les ressources d'Hydro-Québec en fonction des éléments à sa disposition décrits plus haut. La ligne rouge représente la demande prévue par Hydro-Québec, avec l'évolution des besoins domestiques auxquels s'ajoutent les obligations liées aux deux contrats, qui mènent à une hausse marquée de la demande totale en 2024 et 2025. Il en résulte une période de courte durée où la marge de manœuvre est plus faible. Dans un contexte de resserrement, Hydro-Québec est en mesure d'accroître ses importations ou d'accélérer le déploiement de certains projets.

Graphique 7

Bilan d'énergie d'Hydro-Québec à l'horizon 2045, avec réalisation des contrats d'exportation vers New York et le Massachusetts

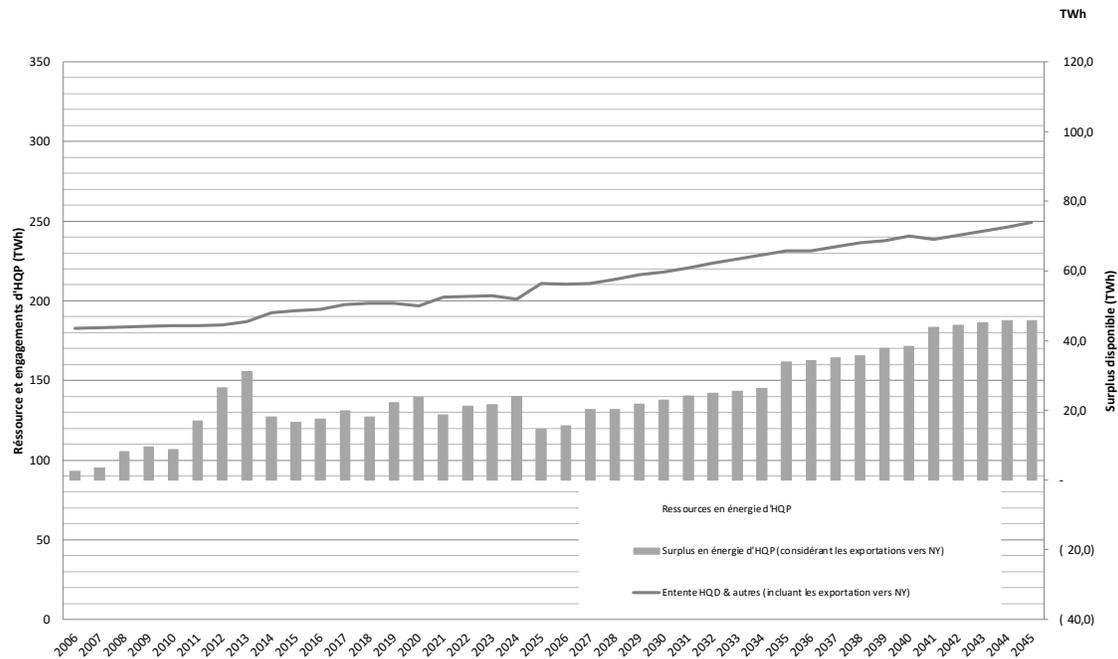


Source : PCEE, 2022, Rapport d'analyse sur le contexte énergétique post-2021 au Québec

Cependant, dans le cas de l'autre scénario, présenté ci-après au graphique 8, où le projet du Massachusetts connaît l'échec, la situation est tout autre et Hydro-Québec retrouvera une plus grande marge de manœuvre. Les surplus seront même importants si la société d'État introduit trop rapidement les nouvelles ressources en énergie. Il s'agit bien entendu d'une situation théorique, parce qu'on doit supposer que si les pressions de la demande sont moins fortes, Hydro-Québec ajustera à la baisse ses plans de développement.

Graphique 8

Bilan d'énergie d'Hydro-Québec à l'horizon 2045, avec réalisation du contrat d'exportation vers New York seulement



Source : PCEE, 2022, Rapport d'analyse sur le contexte énergétique post-2021 au Québec

Analyse d'Energyzt

L'approche d'Energyzt consiste, après avoir développé plusieurs scénarios de demande, à ordonner les interventions possibles d'Hydro-Québec pour combler les besoins selon une logique économique, en les hiérarchisant de façon croissante en fonction de leurs coûts.

La firme a examiné vingt scénarios, dont cinq scénarios de demande, les quatre que nous avons décrits à la section 3.3 plus haut, plus un scénario de base sans croissance, ainsi que quatre scénarios qui supposent le succès ou l'échec des contrats d'exportation.

Pour chaque scénario, l'exercice d'Energyzt a consisté à évaluer les stratégies de construction ou d'achat permettant à Hydro-Québec de fournir l'énergie additionnelle pour combler les besoins, dans une logique économique privilégiant les interventions les moins coûteuses, puis d'évaluer les différentes options qui s'offrent à Hydro-Québec.

Cet exercice repose au préalable sur une estimation des coûts de chaque forme d'approvisionnement, que nous reprenons ici et présentons au tableau 8 ci-après parce qu'elle sera utile dans le débat public.

- Les importations à faible coût sur les marchés à court terme : Hydro-Québec a accès à de l'importation à un prix inférieur à celui de ses ajouts de capacité les moins coûteux, évalués à 2,6 ¢ le kWh. Selon l'analyse, il y a un potentiel de 3,5 TWh d'énergie pour l'importation à

moins de 2,6 ¢ le kWh. Cependant, cette solution n'est pas carboneutre parce que l'électricité importée ne sera pas verte et cette solution implique de payer un prix pour le carbone.

- Le rééquipement des centrales existantes, évalué à 2,6 ¢ le kWh par Energyzt, pour 500 MW par année et un total de 2 000 MW, ce qui équivaut à environ 9,5 TWh.
- L'achat d'énergie sur les marchés à court terme à un prix plus élevé que 2,6 ¢, mais inférieur aux prix d'appels d'offres (particulièrement ceux de l'éolien), dans un intervalle de 2,6 à 4,5 ¢ le kWh. Encore là, il s'agit d'une énergie qui n'est pas carboneutre.
- L'ajout de capacité éolienne, dont le coût est évalué à environ 6,3 ¢ le kWh, avec un potentiel de 500 MW par année pendant cinq ans, soit 2 500 MW, ce qui permettrait un apport d'énergie de 10,5 TWh.
- L'abandon de contrats d'exportation d'énergie garantie pour alimenter le marché domestique, ce qui ne correspond à aucune dépense, mais qui implique plutôt une perte de revenus de 6,5 ¢ le kWh.
- La construction de nouvelles installations hydroélectriques, potentiellement de 2 000 MW, pour fournir 10 TWh, à des coûts élevés qui pourraient varier de 9,5 à 13,2 ¢ le kWh.

Tableau 8

Coûts estimés par Energyzt des diverses sources d'énergie pour Hydro-Québec

Source d'énergie	Coût par kWh	Capacité	Transmission	Coût total par kWh
Achats sur les marchés à court terme à faible coût	0 à 2,0 ¢	Jusqu'à 3,5 TWh	0,6 ¢	0,6 à 2,6 ¢
Amélioration des équipements existants et rééquipements	2,6 ¢	500 MW/an pour un total de 2 000 MW 9,5 TWh	0	2,6 ¢
Achat sur les marchés à court terme plus coûteux	2,0 à 3,9 ¢	Selon le marché	0,6 ¢	2,6 à 4,5 ¢
Éolien	6,0 ¢	500 MW/an pour un total de 3 000 MW 10,5 TWh	0,3 ¢	6,3 ¢
Abandon des contrats d'exportation	6,5 ¢	NY : 9,54 TWh Mass : 10,5 TWh	0	6,5 ¢
Nouvelles installations hydroélectriques	9,5 à 11,2 ¢	500 MW/an pour un total de 2000 MW 10 TWh	0	9,5 à 11,2 ¢

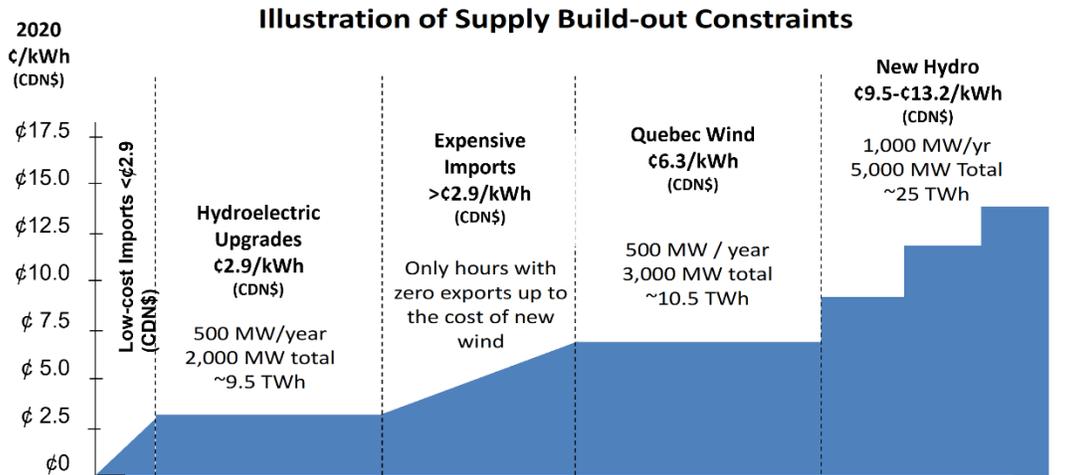
Source : Energyzt, 2022. *Hydro-Québec's Projected Demand and Supply*

L'application de cette structure de coûts à l'augmentation de l'approvisionnement permet d'établir un schéma de développement du type de celui qui est présenté dans le graphique 9.

Graphique 9

Structure d'offre basée sur les contraintes

Supply

The adopted build-out rule is economic options subject to constraints

Energzyt's analysis builds or buys from external markets according to economics

Source : Energzyt, 2022. Hydro-Québec's Projected Demand and Supply

Cette approche, appliquée aux divers scénarios de demande et de réalisation des contrats d'exportation d'énergie garantie, consiste à mesurer, dans chacun de ces cas, comment Hydro-Québec pourra satisfaire les besoins, avec quel type de ressources et à quel prix.

Nous retenons ici les scénarios de besoins les plus élevés, prévoyant une demande forte, parce qu'ils sont plus proches des prévisions d'Hydro-Québec et donc plus pertinents dans le cadre d'un débat public québécois. Nous retenons aussi les scénarios où les deux contrats d'exportation se concrétisent et où seulement celui de New York voit le jour. Certains constats ressortent à partir de ces projections :

- Les divers scénarios ne supposent pas la carboneutralité.
- Avec un niveau d'exportations plus élevé, Hydro-Québec doit construire ou acheter.
- Hydro-Québec pourra aussi recourir à de l'arbitrage et à des importations, mais cette dernière option est limitée par les crédits de carbone et les pertes, et n'apparaît pas dans les débats publics au Québec.
- Pour 2025, avec les ajouts déjà planifiés et le recours aux importations, il serait possible pour Hydro-Québec de combler les besoins lors de la courte période où la marge de manœuvre est réduite.
- Pour 2030, la plupart des besoins pourront être comblés par l'énergie provenant des appels d'offres d'Hydro-Québec et de l'amélioration des équipements existants, des projets déjà prévus, mais certaines importations seront néanmoins nécessaires. Pour 2035, l'amélioration des équipements et l'éolien fourniront la capacité permettant de combler les besoins, sans recours aux importations, quoique celles-ci puissent être une option.

- Si la demande liée à la décarbonation et au développement industriel est plus importante que dans le scénario de Hydro-Québec, il deviendra nécessaire d'envisager les options de nouveaux barrages. Même si l'horizon paraît lointain, il sera sage d'amorcer cette planification dès maintenant pour qu'Hydro-Québec puisse ainsi assurer son agilité et sa capacité d'adaptation,

2.5. Conclusion

Ces diverses études externes, tout comme les données provenant d'Hydro-Québec, permettent de tirer les deux grandes conclusions suivantes sur l'équilibre de l'offre et de la demande et sur le marché de l'électricité dans les deux prochaines décennies :

- 1 Le Québec ne sera pas confronté à des pénuries d'électricité.
- 2 Il n'y aura pas d'explosion des prix pour la fourniture de l'électricité à moyen terme

Le Québec ne sera pas confronté à des pénuries d'électricité

Les projections de la demande sur une longue période comportent de grandes incertitudes et ne constituent pas une base solide pour asseoir des conclusions. Cependant, les éléments qui permettent de formuler les deux grandes conclusions énoncées précédemment proviennent moins des prévisions de la demande que du bilan énergétique que l'on peut établir pour les décennies futures. Et ce bilan repose moins sur les incertitudes de la demande que sur la définition d'un portefeuille de projets et de solutions capables de répondre à un éventail large de scénarios de demande. Ce bilan énergétique futur est décrit en partie dans le dernier plan stratégique de la société d'État, qui présente les projets qu'elle peut mettre en branle jusqu'à un horizon assez éloigné. Les consultants externes ont également été en mesure d'établir un potentiel de production qui va au-delà de l'horizon prévu dans ce plan stratégique.

Ce sont les deux contrats d'exportation d'énergie garantie, exigeant plus rapidement des ressources supplémentaires, qui créeront, pour une courte période de deux à trois ans, une réduction de la marge de manœuvre. Celui-ci pourra être comblé soit par des importations, soit par le renouvellement de contrats éoliens ou de nouveaux approvisionnements de ce type, soit par l'utilisation de la marge de manœuvre qui subsiste. Même s'ils ne mènent pas à des pénuries, ces contrats fermes d'exportation auront néanmoins pour effet de créer un équilibre plus serré qui affectera l'accès à l'électricité.

En principe, à moyen terme, l'ajout au parc de production de nouvelles centrales hydroélectriques (comme le projet de Petit Mécatina, de Gull Island ou d'autres), ne sera pas nécessaire. Cette estimation va dans le même sens que les projections d'Hydro-Québec, pour qui l'éolien et les améliorations des installations existantes permettront de combler les besoins jusqu'à 2035 : « À court et moyen terme, 10-15 ans, nous [n']avons pas besoin [de nouveaux barrages hydroélectriques]. Qu'est-ce qu'on va avoir comme industrie en 2050? On ne sait pas, on se prépare⁴⁴. »

Ces installations plus coûteuses, si elles s'avèrent nécessaires, le seront à un horizon plus lointain, mais compte tenu de leurs délais de réalisation, les analyses sur ces projets ne devraient pas tarder. D'une part, pour se préparer à la possibilité que le virage de la décarbonation soit plus rapide qu'anticipé. D'autre part, pour créer un climat de collaboration avec la province de Terre-Neuve-et-Labrador, notamment pour le projet de Gull Island, qui pourra faciliter la renégociation du contrat de Churchill Falls.

⁴⁴ Midi-info, Ici Radio-Canada, mars 2022, *Plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec, avec Sophie Brochu*, disponible [ici](#)

Il n'y aura pas d'explosion des prix pour la fourniture de l'électricité à moyen terme

La pression des prix s'exercera de façon modeste avec les ajouts à la capacité dans les années qui viennent, et deviendra une réalité surtout après 2035. Cela met toutefois en relief l'importance, dès aujourd'hui, d'une allocation prudente des ressources. Les prix plus élevés prévisibles à long terme pourront en outre avoir de multiples conséquences, notamment sur les relations avec les consommateurs très sensibles aux prix, sur la capacité du Québec d'attirer des investissements, mais aussi sur la consommation et l'efficacité énergétique.

Cependant, il faut situer cet enjeu des prix des nouvelles ressources dans le contexte tarifaire du Québec. Une donnée, celle d'un prix de l'électricité de 11 ¢ le kWh, citée dans le plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec, a été reprise par la PDG de la société d'État dans ses présentations et ses entrevues : « Si on s'approvisionne à 11 sous et qu'on a un tarif industriel à 5 sous, ben là, ça, ça ne marche pas⁴⁵. »

Toutefois il faut mentionner que ce coût de 11 ¢ ne fait pas référence au prix qu'Hydro-Québec devra payer pour les nouvelles sources d'électricité dont elle aura besoin à l'avenir, mais plutôt au prix qu'elle a dû payer dans le passé pour une partie de son électricité.

Le libellé du plan stratégique est relativement clair à cet égard : « 11 ¢/kWh : coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux en énergie et en puissance, compte tenu des contrats en vigueur et des achats prévus sur les marchés à court et à long terme⁴⁶ ».

Ce 11 ¢ est en effet le prix moyen qu'Hydro-Québec a payé pour les contrats signés avec divers fournisseurs après 2006 et qui s'ajoute à l'énergie patrimoniale provenant de son réseau de centrales hydroélectriques. Le coût de ces approvisionnements auprès de fournisseurs extérieurs – pour de l'éolien, mais aussi d'autres sources comme les petites centrales ou la cogénération – est effectivement élevé, parce que ces contrats, souvent imposés par décret par le gouvernement du Québec, avaient dans bien des cas pour objectifs le développement régional et la création d'une industrie locale qui pourrait ensuite rayonner.

Cet écart de prix entre l'électricité patrimoniale et les contrats subséquents a souvent été évoqué par les dirigeants d'Hydro-Québec, par exemple dans cette entrevue de 2018 à Radio-Canada avec Serge Abergel, directeur des communications d'Hydro-Québec, qui explique que le bloc patrimonial est cette « énergie qui provient de nos centrales hydroélectriques, et qui fournit l'essentiel des besoins des Québécois. On parle d'énergie qu'on achète à 2,9 sous le kWh, donc presque 3 sous, [...] l'éolien, lui nous coûte en moyenne 10 sous le kWh⁴⁷. » On retrouve un détail des prix payés par Hydro-Québec pour l'énergie post-patrimoniale dans un document de la société d'État qui établit le prix moyen à 10,69 cents/kWh⁴⁸.

⁴⁵Le Devoir, avril 2022, *Hydro plaide la nécessité de hausser ses tarifs industriels pour éviter un "trou financier"*, disponible [ici](#)

⁴⁶Hydro-Québec, 2022, Plan stratégique 2022-2026, p.10, disponible [ici](#)

⁴⁷Radio-Canada, mai 2018, *Le prix de l'éolien à l'origine des quatre \$ payés en trop à Hydro-Québec*, disponible [ici](#)

⁴⁸Hydro-Québec, Approvisionnement en électricité, R-4057-2018

Il est à noter que la production d'énergie postpatrimoniale s'élève à 19,1 TWh, sur des besoins totaux de 192,9 TWh. Ainsi, ce prix de 11 ¢ ne s'applique en fait qu'à 9,9 % des besoins.

Le véritable enjeu est de savoir si ce prix élevé pour l'énergie postpatrimoniale se perpétuera pour les acquisitions futures d'Hydro-Québec. La réponse est non, du moins pour un avenir prévisible. Au Québec comme ailleurs, les prix de l'éolien, la principale source d'électricité supplémentaire envisagée par Hydro-Québec, ont considérablement baissé grâce au progrès technologique et au jeu de la concurrence. On doit donc s'attendre à ce que les prix qu'Hydro-Québec pour l'ajout de capacité soient inférieurs à 11 ¢, mais supérieurs aux 3 ¢ de l'énergie patrimoniale.

Des exemples récents, qui reflètent la nouvelle réalité du marché, permettent d'appuyer cette affirmation⁴⁹⁵⁰. Le projet Apuiat, de 200 MW, s'est concrétisé à un prix de 6 ¢ le kWh. Les trois projets dernièrement annoncés dans les MRC de La Côte-de-Beaupré, de Charlevoix et de La Jacques-Cartier, totalisant 1 200 MW⁵¹, livreront de l'énergie à un coût inférieur à 6 ¢ le kWh, auquel il faut ajouter les coûts de transports et d'équilibrage. Ces éléments donnent une bonne indication du coût des projets éoliens à venir. L'association Canadienne d'énergie renouvelable note que « des contrats d'énergie éolienne à des tarifs inférieurs à 40 \$/MWh ont été signés en Alberta et en Saskatchewan ⁵² ».

L'autre grande source d'ajout de capacité prévue par Québec, le rééquipement des centrales, avec un projet de 1 266 MW déjà prévu et un ajout de 2 000 MW annoncé dans le plan stratégique, est une intervention qui permet d'augmenter la production à un coût relativement bas, par exemple estimé à 2,6 ¢ le kWh par Energyzt.

À cela s'ajoute un autre facteur. Les achats d'électricité coûteux qu'Hydro-Québec a dû assumer reposaient sur des contrats signés à partir de 2006. Plusieurs d'entre eux, surtout éoliens, arriveront à échéance dans les années qui viennent et devront être renégociés entre Hydro-Québec et les fournisseurs. Il est raisonnable de croire que les prix issus de ces renégociations seront plus bas que les prix d'origine, car le marché a changé et les installations sont maintenant amorties.

En conclusion, l'environnement énergétique vers lequel se dirige le Québec dans les deux prochaines décennies sera plus contraignant que celui qui a prévalu au cours des dix dernières années. Les contraintes imposées par la signature de contrats d'exportation de puissance garantie et les pressions d'une demande alimentée par la transition énergétique dont on peut difficilement évaluer la portée et la vitesse créeront de façon transitoire une tension entre l'offre et la demande et pousseront progressivement les prix de l'électricité vers le haut, dans un climat marqué par l'incertitude. Ces remarques conclusives ont pour but non pas de susciter l'inquiétude, mais plutôt de mettre en relief l'importance de faire preuve de prudence et de discernement dans les choix d'allocation de nos ressources d'électricité renouvelable.

⁴⁹ La Presse canadienne, avril 2022, Hydro-Québec signe une entente pour trois projets, disponible [ici](#)

⁵⁰ Ibid.

⁵¹ La Presse canadienne, avril 2022, Hydro-Québec ajoute des cordes à son arc, disponible [ici](#)

⁵² Association canadienne de l'énergie renouvelable, 2020, *Massive expansion of wind and solar energy critical to ensuring the affordability of Canada's future electricity system*, disponible [ici](#)

Troisième partie : **Le rôle de l'électricité comme levier de création de richesse**

3.1. Des approches différenciées pour mieux mesurer les effets de l'allocation des blocs d'électricité

Dans un contexte, qui force à faire des choix lors de l'allocation de gros blocs d'électricité, un des critères importants à considérer doit être l'impact économique de ces choix.

Le fait que le Québec se serve de son électricité comme levier pour stimuler son développement économique n'est évidemment pas nouveau. Les premiers barrages, en Mauricie et au Saguenay au début du XX^e siècle, ont d'ailleurs été construits pour soutenir l'activité industrielle. Depuis, l'abondance des ressources hydroélectriques et leurs tarifs compétitifs ont permis d'attirer des entreprises à forte consommation d'électricité.

Cependant, dans un contexte où le Québec ne dispose plus d'importants surplus d'énergie et se rapproche d'une situation d'équilibre entre les approvisionnements et les besoins en électricité, l'allocation des gros blocs d'électricité exigera plus de rigueur, notamment pour comparer les différentes utilisations et déterminer celles qui auront le plus grand impact économique, pour faire en sorte de maximiser le potentiel de développement de la ressource électrique.

Cet impact peut être mesuré de diverses façons. Traditionnellement, au Québec, la création d'emplois a été l'objectif principal des politiques de développement. Ce critère, qui s'expliquait par la nécessité de réduire des taux de chômage élevés, a cependant perdu sa pertinence dans une période caractérisée par le plein emploi et les pénuries de main-d'œuvre. Dans ce rapport, nous proposons donc deux approches qui reposent sur des critères plus appropriés aux changements du contexte économique.

La première approche vise à mesurer les retombées économiques et la création de richesse. Elle consiste à mesurer et à comparer l'impact sur l'activité économique de diverses utilisations des ressources électriques. Cette mesure peut s'exprimer en termes de valeur ajoutée générée au Québec par kilowattheure d'électricité affecté à diverses industries ou activités. Pour ce faire, on peut utiliser un modèle dynamique de l'économie québécoise ou un modèle statique. Afin d'illustrer comment une telle approche permet de comparer les effets de diverses utilisations de l'électricité, nous nous servons des résultats d'un rapport récent de la firme Aviseo, basés sur un modèle dynamique de l'économie québécoise. Nous présenterons et comparerons ces résultats à ceux obtenus dans le cadre d'une autre étude produite par BCG, qui emploie un modèle statique de l'économie québécoise.

La seconde approche élargit le concept de création de richesse. Elle tente d'évaluer en quoi le développement de divers secteurs utilisateurs d'électricité peut contribuer à renforcer l'économie québécoise et son potentiel de croissance, et donc soutenir une augmentation progressive du niveau de vie et une réduction des écarts avec d'autres endroits comme l'Ontario ou de nombreux pays membres de l'OCDE. Cette approche multicritères cherche à intégrer les effets structurants des allocations de ressources et fait appel à des considérations plus larges et parfois plus intangibles, notamment le caractère stratégique de certaines industries.

Ces deux approches peuvent servir à guider les décideurs dans la détermination des utilisations optimales de l'énergie électrique pour l'économie du Québec dans son ensemble. Elles peuvent également soutenir l'objectif énoncé dans le plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec :

« Maximiser de façon durable la richesse que nous créons pour le Québec par nos activités. Nous allons travailler avec le gouvernement ainsi qu'avec nos partenaires, nos fournisseurs et nos clients les plus énergivores pour générer encore plus d'impacts positifs pour la société. »

Cependant, parce que les tarifs d'électricité et les coûts de distribution varient d'un secteur à l'autre, les diverses utilisations de l'électricité auront des conséquences différentes sur les résultats financiers d'Hydro-Québec et, ultimement, sur les dividendes versés à son actionnaire unique, le gouvernement du Québec. Ces effets doivent aussi être pris en compte dans le processus de décision et être intégrés à la création de richesse pour l'ensemble du Québec.

L'analyse porte sur cinq domaines d'activités précis : la production d'aluminium, la serriculture, les centres de données, la production d'hydrogène vert et les exportations d'électricité.

Le choix de ces domaines d'activités repose sur deux considérations. D'abord, il s'agit de filières à forte consommation d'électricité qui peuvent chacune avoir des répercussions significatives sur l'équilibre entre l'offre et la demande en énergie électrique au Québec. Ensuite, ces domaines d'activité ont tous fait l'objet d'orientations précises du gouvernement du Québec, qui les a ciblés comme des vecteurs de croissance et leur a consacré des plans ou des stratégies, telles que consignées au tableau 9 ci-dessous. Il s'agit donc pour Hydro-Québec de secteurs en expansion. Tous ces domaines d'activité comportent des projets de plus de 50 MW qui font appel à des décisions des autorités gouvernementales ou d'Hydro-Québec.

Tableau 9

Consommation électrique des domaines d'activité à l'étude et stratégies industrielles du gouvernement du Québec

Domaine d'activité	Consommation électrique annuelle	Orientations, plans ou stratégies du Gouvernement du Québec
Production d'aluminium	Environ 43,5 TWh en 2019 (<i>dont 25,6 en achats à HQ et près de 18 en autoproduction</i>)	La stratégie québécoise du développement de l'aluminium 2021-2024
Serriculture	Environ 2,0 TWh en 2019	Stratégie de croissance des serres au Québec 2020-2025
Centre de données	Environ 4,2 TWh en 2019	Pas de stratégie gouvernementale, mais effort d'attraction d'IDE par MEI et MII Intl
Hydrogène	Inconnu	Plan pour une économie verte (2020) (À venir: Stratégie sur l'hydrogène vert)
Exportation d'électricité	Environ 35,6 TWh en 2021	Plan pour une économie verte (2020)

Source : IDQ

3.2. L'approche par l'estimation des retombées économiques

Illustration de l'utilisation d'un modèle dynamique (étude d'Aviseo)

Aviseo⁵³ a utilisé un modèle d'équilibre général calculable, développé par Luc Savard, de l'Université Sherbrooke, pour mesurer l'impact sur l'économie québécoise de diverses allocations de ressources électriques. Selon les spécialistes de la firme, cet outil est plus approprié que les modèles classiques d'entrées-sorties, notamment en raison de la souplesse permise pour les ajustements de prix.

La méthode a consisté à comparer l'impact économique de l'allocation d'une même quantité d'énergie électrique additionnelle à différentes activités retenues dans l'analyse. Pour chacune des activités incluses dans la comparaison, des simulations ont été réalisées pour estimer l'effet sur la valeur ajoutée et d'autres indicateurs macroéconomiques d'une utilisation accrue de 0,1 TWh. Dans un modèle d'équilibre général, les résultats ne sont pas séparés en effets directs, indirects et induits, et ils sont la résultante de toutes les interactions entre les agents et les changements d'équilibre sur les différents marchés.

Une courte description des secteurs modélisés est nécessaire ici, pour rappeler leur poids économique, préciser leurs besoins énergétiques et déterminer les inconnues ou les zones d'incertitude qui peuvent affecter la modélisation.

Les exportations d'électricité, sans être une industrie en tant que telle, représentent une part importante des ventes d'Hydro-Québec. Les exportations annuelles nettes s'élèvent à environ 35 TWh depuis plusieurs années. L'essentiel de ces exportations a été fait sur les marchés à court terme, surtout aux États-Unis. Cependant, Hydro-Québec a signé plus récemment deux ententes importantes de ventes d'électricité garantie.

L'industrie de l'aluminium est le plus important utilisateur industriel d'électricité au Québec, avec environ 25,6 TWh en 2020, auxquels s'ajoutent environ 18 TWh d'autoproduction, principalement par des barrages hydroélectriques dont les alumineries sont propriétaires. Les achats à Hydro-Québec resteront stables au cours de cette décennie.

L'industrie des serres connaît un important essor parce que le gouvernement du Québec a mis en place un programme de subventions et de réduction des tarifs d'électricité pour doubler la production d'ici 2025. L'énergie compte pour le tiers de ses dépenses, avec une consommation annuelle d'énergie de 0,3 TWh en 2019, qui devrait atteindre 1,0 TWh en 2024 et ensuite rester stable, à 1,1 TWh, jusqu'à l'horizon 2029, selon les prévisions d'Hydro-Québec⁵⁴.

⁵³ Aviseo Stratégie + Économie, 2022, Analyse comparative de l'impact des alumineries québécoises

⁵⁴ Hydro-Québec, 2021, *État d'avancement 2021 du plan d'approvisionnement 2020-2029*, disponible [ici](#)

Les centres de données sont appelés à une très forte croissance en raison de l'explosion mondiale de l'infonuagique ainsi que du stockage et du traitement de données. Ce petit secteur comptait 996 emplois en 2020. Le Québec a vu le nombre de centres de données passer de 25 à 50 en quelques années et verra l'arrivée d'acteurs mondiaux importants, comme Google et Microsoft⁵⁵. Pour attirer ces entreprises, la province compte sur le prix de l'électricité, ainsi que sur son climat nordique qui réduit les coûts de refroidissement. Hydro-Québec estime que la consommation d'électricité, de 0,7 TWh en 2021, passera à 4,2 TWh en 2029⁵⁶.

La production d'hydrogène est un secteur en développement, en raison du potentiel d'utilisation de l'hydrogène vert pour remplacer les hydrocarbures dans les efforts de réduction des GES là où l'électrification est difficile ou impossible, notamment dans le transport lourd et certains procédés industriels. Sa croissance pourra être forte, mais elle dépendra de la capacité à réduire les coûts de production de l'hydrogène vert et du développement des technologies. Pour l'instant, la production de cet hydrogène vert est au stade expérimental au Québec. Le gouvernement du Québec, dans sa stratégie annoncée en mai 2022, consacrera 250 millions d'ici 2026 pour le développement de cette filière.

Les simulations du modèle utilisées par Aiseo, qui reposent sur les données de la matrice de comptabilité sociale (MCS) de Statistique Canada, consistent à comparer l'augmentation de 0,1 TWh de l'utilisation de l'électricité pour les cinq secteurs retenus. Les premières simulations en mesurent les effets sur la variation de la valeur ajoutée, à l'exclusion de la production d'électricité. Comme l'impact de la production d'une quantité d'électricité donnée est identique, peu importe son usage, et que le modèle suppose une utilisation de la même quantité d'électricité par chacun des secteurs, la mesure correspond à ce que chaque domaine analysé génère comme valeur au-delà du bloc d'électricité utilisé. On verra dans un deuxième temps quels sont les prix payés pour cette électricité, qui varient selon les domaines d'utilisation.

Le principal résultat de cet exercice est un écart extrêmement important entre la variation de la valeur ajoutée générée par l'exportation d'électricité, soit 0,34 ¢ par kWh (lorsqu'on exclut l'effet de la production et du prix de vente de l'électricité), et celle générée par les autres utilisations, qui se situe entre 5,38 ¢ et 11,96 ¢ par kWh.

Comme le montre le diagramme suivant, l'utilisation de l'électricité à des fins de production domestique de biens et de services génère une activité supplémentaire sur le territoire québécois (en sus de la production d'électricité) et a par le fait même un impact sur le PIB québécois réel considérablement plus important que celui découlant de l'exportation de la même quantité d'énergie.

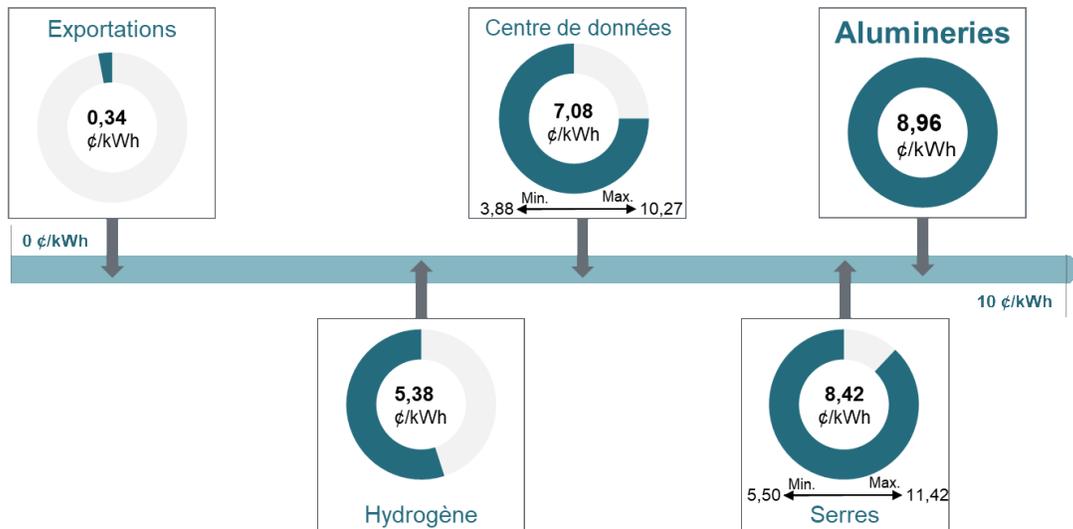
⁵⁵ Agence France-Presse, octobre 2021, Le Québec se veut le nouvel eldorado vert des centres de données, disponible [ici](#)

⁵⁶ Hydro-Québec, 2021, *État d'avancement 2021 du plan d'approvisionnement 2020-2029*, disponible [ici](#)

Tableau 10

Variation de la valeur ajoutée totale par kWh

Résultats par scénario, Québec, 2018, excluant l'effet de la production d'électricité



Source : *Aviseo, Analyse comparative de l'impact économique des alumineries québécoises*

Ce résultat ne devrait pas surprendre. Les exportations d'électricité exigent très peu d'activités supplémentaires sur le territoire québécois. Par définition, le passage de cette électricité vers les réseaux voisins à travers le réseau de transport nécessite peu d'achats de biens et services en dehors de la portion du réseau consacrée à son transport, des coûts estimés à moins de 1 ¢ le kWh. À cet impact doivent évidemment s'ajouter les revenus nets tirés des exportations. On reviendra plus loin sur ce point.

Les écarts entre les différents secteurs et au sein d'un même secteur ne sont pas non plus étonnants et s'expliquent par deux facteurs. D'une part, l'intensité électrique varie d'un secteur industriel à l'autre et peut varier aussi sensiblement dans un même secteur selon les caractéristiques du projet ou de l'entreprise. Plus cette intensité est élevée, plus elle est susceptible d'abaisser la création de richesse par kWh utilisé. D'autre part, l'impact de cette intensité électrique peut être atténué par la nature et l'envergure de la chaîne d'approvisionnement développée localement. Plus une industrie ou une entreprise procède à des achats sur le territoire québécois, plus elle sera créatrice de richesse au Québec. Le premier facteur explique la présence d'une variation dans l'impact des serres et des centres de données. Les gros centres de données et les très grands projets de serre affichent une intensité électrique plus forte (le poids de l'électricité dans le total des dépenses au Québec est plus élevé) et leur impact se situe ainsi au bas de la fourchette. Les plus petits centres qui eux ne bénéficient pas des mêmes effets d'échelle ont un impact plus important en termes de ¢ par kWh. Le second facteur explique pourquoi l'industrie de l'aluminium a un impact plus élevé que l'hydrogène ou même les serres et les centres de données. Cette industrie est présente au Québec depuis plusieurs années et a développé au fil du temps un écosystème étendu de fournisseurs locaux.

Ainsi, en s'attardant uniquement aux plus gros projets, soit ceux qui sont les plus susceptibles d'exercer des pressions sur la demande d'électricité, l'ordonnancement et le niveau de création de richesse des divers secteurs analysés varieront. Le tableau 11 présente cet impact pour l'allocation de gros blocs d'énergie électrique par domaine analysé.

Tableau 11

Impact sur le PIB du Québec d'une même allocation d'électricité à divers secteurs de consommation

Valeur ajoutée en ¢ par kWh pour uniquement de gros blocs d'énergie électrique

	Impact sur le PIB du Québec (excluant la production d'électricité) 2019
Alumineries	8,96 ¢/kWh
Serres	5,50 à 6,50 ¢/kWh
Centres de données	3,88 à 5,00 ¢/kWh
Hydrogène vert	5,38 ¢/kWh
Exportations	0,34 ¢/kWh

Source : Étude Aiseo à partir d'un modèle d'équilibre général. À noter que les impacts sur le PIB pour les gros projets de serres ou de centres de données, qui exigent/exigeraient des niveaux importants de MW, se situent dans le bas de la fourchette présentée dans l'étude.

Source : Aiseo, Analyse comparative de l'impact économique des alumineries québécoises

Cela étant, il importe de mentionner que ces résultats sont basés sur l'information disponible et doivent être considérés comme indicatifs et perfectibles. La modélisation de certains secteurs nécessite de faire plus d'hypothèses et comporte davantage d'incertitudes. C'est le cas notamment de l'hydrogène, un secteur émergent où les technologies et les structures de coûts vont continuer à évoluer. L'impact pourrait être plus ou moins élevé selon les caractéristiques des projets envisagés et de la capacité à développer une chaîne de fournisseurs québécois en biens et équipements.

Il est à noter, toutefois, que les informations clés nécessaires à une prise de décision rigoureuse pourront être accessibles au cas par cas, en exigeant des promoteurs de projets demandant de gros blocs d'électricité de fournir les données pertinentes à l'analyse.

Comme mentionné plus tôt, les impacts présentés excluent les revenus nets tirés de la vente d'électricité pour les différentes utilisations considérées. Or, les prix de vente et, ultimement, la rentabilité de ces ventes peuvent varier d'un secteur à l'autre, voire d'une année à l'autre. Le tableau 12 présente les tarifs payés en 2021 dans les domaines analysés et pour l'allocation de

gros blocs d'énergie électrique. On doit noter que le prix reçu pour l'électricité exportée en 2021 reflète l'état du marché de court terme. Les contrats de ventes fermes vont générer des prix plus élevés. Si l'information pour le contrat vers New York n'est pas connue, le contrat vers le Massachusetts indique un prix avoisinant 8,5 cents du kWh, soit le double du prix des exportations nettes de 2021. Évidemment, il ne s'agit pas du bénéfice net par kWh, mais du prix reçu avant frais.

Le cadre d'analyse devrait reposer sur les revenus nets générés chez Hydro-Québec pour chacune de ces utilisations, mais comme ces informations ne sont pas publiques, le tableau doit être considéré comme illustratif de la portion liée aux impacts de la production d'électricité. Ici aussi, il serait possible de s'assurer que les données clés pertinentes soient disponibles et prises en considération par les décideurs dans leur analyse de l'impact économique de l'allocation d'un gros bloc d'énergie.

Tableau 12

Prix ou classe de tarifs de l'électricité vendue à divers secteurs de consommation

En ¢ par kWh pour uniquement de gros blocs d'énergie électrique

	Prix ou classe de tarif de l'électricité vendue 2021
Alumineries (~25,0 TWh)	5,3 ¢/kWh (varie selon les années ¹)
Serres (~2,0 TWh)	~ 3,3 à 5,6 ¢/kWh (varie selon les projets et rabais ²)
Centres de données (~4,0 TWh)	~4,0 à 5,6 ¢/kWh (varie selon les projets et rabais ³)
Hydrogène vert (inconnu)	~3,3 à 5,6 ¢/kWh (varie selon les projets et rabais ⁴)
Exportations (~35,0 TWh)	4,1 ¢/kWh (varie selon les années et les nouveaux contrats affichent des prix plus élevés ⁵)

1. AAC : Le prix moyen payé par l'ensemble des alumineries en 2021. Le prix fluctue selon les alumineries et en fonction du prix de l'aluminium (ex. prix moyen de 3,28 ¢/kWh en 2019)
2. Le prix varie selon la grille de tarif applicable au projet et des tarifs spéciaux sont également disponibles. Selon des annonces récentes, les projets les plus importants auraient par exemple accès à un prix de 5,59 ¢/kWh duquel serait soustrait un rabais pour une période de temps de 40 % sur la facture d'électricité consenti par le gouvernement du Québec
3. Le prix varie selon la grille de tarif applicable au projet et des tarifs spéciaux sont également disponibles. Le tarif spécial de développement économique est régulièrement avancé pour les plus gros projets (~4,04 ¢/kWh) par des organismes comme Montréal International pour attirer des centres de données dans « Le Grand Montréal »
4. On peut anticiper que le prix pour ce type de projet variera aussi selon la grille de tarif applicable (essentiellement le tarif L étant donné les niveaux de puissance nécessaires) et que des tarifs spéciaux pourraient être envisagés. Selon certaines annonces, un tarif spécial a par exemple été accordé récemment pour le projet de production d'hydrogène vert d'Air Liquide à 3,28 ¢/kWh.
5. HQ : prix des exportations nettes. Il s'agit principalement de vente sur le marché Spot puisque les grands contrats fermes avec le Massachusetts ou l'État de New York sont à venir. Le prix payé pour la première année en 2021 pour le contrat du Massachusetts s'établit à près de 8,5 ¢/kWh. Pour le contrat de New York, la portion versée hors transport n'est pas connue.

Source : Aiseo, Analyse comparative de l'impact économique des alumineries québécoises

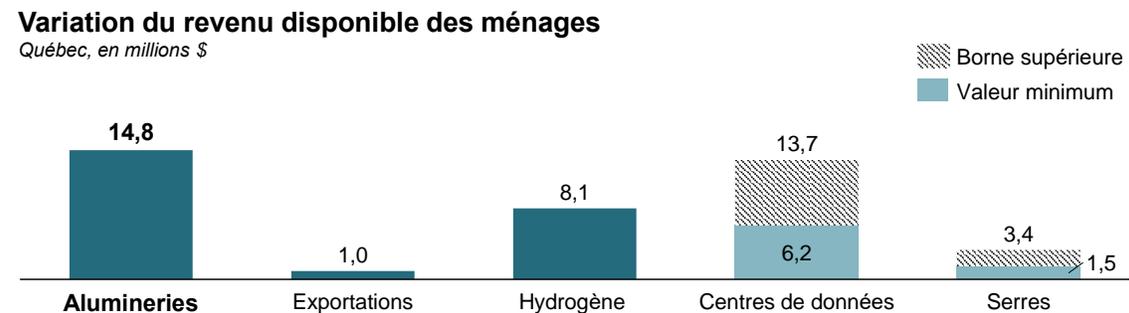
À noter, ces résultats sont très similaires à ceux obtenus dans le cadre d'une autre étude produite par BCG⁵⁷. Cette firme avait utilisé un modèle statique de l'économie québécoise et avait évalué les retombées de l'industrie de l'aluminium et des exportations d'électricité en cent par kWh. Cette analyse n'excluait pas l'impact de la production d'électricité et tenait compte du prix payé par les alumineries et du prix reçu pour les exportations. L'impact mesuré par la firme BCG est comparable à celui d'Aviseo lorsque l'on tient compte des revenus générés par la production de l'électricité.

Par ailleurs, le modèle d'équilibre général utilisé par Aviseo a également permis de mesurer l'effet de l'utilisation de l'électricité sur d'autres indicateurs économiques. Selon les résultats de l'étude d'Aviseo, excluant toujours l'impact de la production d'électricité, l'injection de 0,1 TWh d'électricité à des fins d'exportation engendrerait une augmentation d'un million de dollars (M\$) dans le revenu des ménages. Dans le cas des alumineries, cette même quantité d'énergie entraînerait une variation du revenu des ménages de 14,8 M\$ dans le cas des alumineries. L'impact serait de 8,1 M\$ pour l'hydrogène, de 6,2 à 13,7 M\$ pour les centres de données et de 1,5 à 3,4 M\$ pour les serres.

Graphique 10

Variation du revenu disponible des ménages

Québec, en million \$, exclut l'effet de la production de l'électricité



Source : Aviseo, *Analyse comparative de l'impact économique des alumineries québécoises*

Dans tous les cas de figure, en tenant compte de ces nuances et des intervalles des estimations, les écarts entre les utilisations pour des activités économiques domestiques de l'électricité et les exportations sont significatifs et majeurs.

Les exportations d'électricité peuvent néanmoins avoir deux effets positifs sur l'économie québécoise. D'abord, une augmentation des revenus de l'État, et ensuite, une amélioration du solde de la balance des paiements.

⁵⁷ BCG, Comparaison des bénéfices à long terme de la vente d'électricité à l'industrie de l'aluminium vs l'exportation aux États-Unis, document préparé pour l'AAC, 2014.

3.3. L'approche par une analyse des effets structurants de diverses utilisations d'électricité

Nous assistons, au Canada, et encore davantage au Québec, à un changement de paradigme, qui a été mis en relief et exacerbé par la pandémie. Le défi central de l'économie québécoise n'est plus de créer des emplois, mais plutôt de trouver des travailleurs pour pourvoir les postes vacants. Il s'agit d'un renversement complet qui exige du gouvernement, des organismes voués au développement économique et du secteur privé une redéfinition des priorités économiques.

Cependant, l'adaptation à ces réalités nouvelles est incomplète et le recours à l'objectif de la création d'emplois reste enraciné dans les pratiques, notamment dans le discours politique et dans les critères liés à l'aide gouvernementale. La persistance de tels critères engendre des effets pervers. D'une part, comme le Québec est en situation de rareté de main-d'œuvre, les postes créés n'aboutiront pas à de nouveaux emplois et ne feront que déplacer des travailleurs embauchés ailleurs. D'autre part, ces mesures encouragent les entreprises à accroître leur personnel plutôt que leur productivité, qui s'avère pourtant le principal levier de croissance et de création de richesse.

C'est dans cet esprit que l'IDQ, depuis plusieurs années, a multiplié les interventions⁵⁸ pour proposer des solutions de rechange au critère de création d'emplois, peu pertinent parce que le développement de plusieurs secteurs, en raison des progrès technologiques, s'accompagne d'une réduction du niveau d'emploi, et surtout en contexte de pénurie de main-d'œuvre. En outre, dans plusieurs industries, et c'est le cas de l'aluminium, la mesure du succès par le maintien ou la création d'emplois ne capte pas la pleine contribution économique.

L'IDQ a entre autres conçu une grille d'analyse⁵⁹ proposant d'autres approches pour axer les stratégies économiques vers la création de richesse et l'élévation du niveau de vie, un objectif maintenant adopté par le gouvernement du Québec. La démarche proposée par l'IDQ introduit un élément dynamique additionnel cherchant à identifier les éléments positifs qui renforceront le potentiel de croissance dans l'avenir.

La possibilité pour le Québec d'élever son niveau de vie, dans un contexte de rareté de la main-d'œuvre, repose essentiellement sur l'augmentation de la productivité. C'est pour cette raison que la grille conçue pour cerner les caractéristiques susceptibles de concourir à la création de richesse intègre des facteurs permettant de contribuer, directement ou indirectement, à la hausse de la productivité et à la réduction des retards du Québec à cet égard. Elle permet ainsi de cibler les industries, les activités ou les entreprises qui constituent des vecteurs de croissance de la productivité. Cet accent mis sur la productivité nous semble d'autant plus pertinent que le Canada

⁵⁸ IDQ, 2021, *Plan d'action pour transformer les déséquilibres en opportunité*, disponible [ici](#)

⁵⁹ IDQ, Alain Dubuc, *Une grille d'analyse pour identifier les industries stratégiques – Le cas de l'aérospatiale*, disponible [ici](#)

accuse d'importants retards à cet égard et que le Québec n'a pas réussi à combler suffisamment l'écart avec la moyenne canadienne.⁶⁰

Un fort consensus s'est établi pour suggérer que les champs d'action dans lesquels un gouvernement doit prioritairement intervenir pour augmenter la productivité du travail et ultimement le niveau de vie sont l'amélioration de la qualité de sa main-d'œuvre, la stimulation de l'investissement privé et le soutien à l'innovation⁶¹. Dans ses choix stratégiques, un gouvernement doit donc cibler les industries les plus à même de soutenir cet effort d'augmentation de la productivité avec succès, que nous désignons comme les industries stratégiques.

Pour déterminer le caractère stratégique d'une industrie, nous avons retenu 13 critères dont la plupart sont liés, directement ou indirectement, aux déterminants de la productivité et de la création de richesse. Ces critères ne constituent pas une grille d'analyse formelle, et ne proposent pas une approche nouvelle du développement économique. Ils ne font que regrouper, de façon schématisée, des caractéristiques des activités des industries qui correspondent à ces déterminants de la création de richesse, de la croissance et de la productivité, et qui peuvent ainsi soutenir l'élévation du niveau de vie. Ces critères n'ont rien de rigide et doivent pouvoir s'adapter aux spécificités de chaque industrie.

La liste comporte une première série de critères génériques liés au potentiel de succès d'une industrie, reposant sur le principe que pour être stratégique, une industrie doit être gagnante ou pouvoir le devenir. Ces critères sont **le poids économique**, qui permet d'avoir des effets mesurables sur l'économie, **le potentiel de développement et de croissance** dans l'avenir et **la résilience et la capacité compétitive** de l'industrie.

La deuxième série de critères porte sur des éléments plus directement liés à la contribution d'une industrie à l'élévation du niveau de vie : **la contribution aux exportations**, essentielle pour une petite économie ouverte, particulièrement lorsque ces exportations sont à forte valeur ajoutée; **l'innovation et la recherche**, qui permettent le développement d'idées et de produits ainsi que la transformation des procédés; **l'investissement**, qui permet la transformation technologique, surtout la portion qui porte sur la machinerie, l'équipement et les outils technologiques; la composition de **la main-d'œuvre**, en termes qualitatifs, comme son degré de qualification et de compétences, et par voie de conséquence, comme son niveau de rémunération moyenne, son degré de qualification et de compétences, et par voie de conséquence, le niveau d'éducation. Enfin, l'analyse doit tenir compte des **effets structurants** d'un secteur, pas toujours quantifiables, par exemple la présence de sièges sociaux ou de centres de décision, le rayonnement et les synergies dans un écosystème.

Le dernier groupe de critères est de nature contextuelle. Il porte sur les rapports d'une industrie avec l'économie dans son ensemble et la société où elle exerce ses activités. Cela exige de tenir compte des **politiques d'aide de l'État**, mais aussi de facteurs qui élargissent dorénavant la planification économique et doivent être intégrés aux processus de décision, soit la contribution des secteurs aux objectifs **d'inclusion et de développement durable**.

⁶⁰ CPP, Productivité et prospérité au Québec – Bilan 2021, disponible [ici](#)

Dans une étude réalisée par l'IDQ en 2019⁶², cette grille a été appliquée à une industrie importante, celle de l'aérospatiale, pour en mesurer le caractère stratégique. Afin de valider la démarche, cette même grille a été appliquée, de façon plus sommaire, à une autre industrie, celle de l'aluminium. Ce sont ces résultats que nous mettons à jour ici, avant d'appliquer la même démarche aux autres secteurs utilisateurs d'électricité retenus dans le présent rapport. Le tableau suivant présente de manière schématique l'application de cette grille aux quatre secteurs industriels analysés (les exportations qui ne sont pas une industrie seront traitées brièvement plus loin).

Tableau 13

Analyse multicritère de différentes filières

	Alumineries	Centres de données	Hydrogène	Serriculture
Critères génériques				
Poids économique	●	☉	n.a.	☉
Développement et croissance	●	●	● ?	☉
Résilience et capacité compétitive	●	☉	☉ ?	☉
Critères liés au niveau de vie				
Contribution aux exportations	●	☉	☉	☉
Potentiel d'innovation	☉	☉	●	☉
Potentiel d'investissement	●	☉	● ?	☉
Composition de la main d'œuvre	●	☉	☉	☉
Niveau d'éducation	☉	☉	☉	☉
Effets structurants	●	☉	☉ ?	☉
Critères contextuels				
Politiques d'aide de l'État	●	☉	●	●
Inclusion	●	☉	☉	☉
Durabilité	●	☉	●	☉

Source : Institut du Québec

Nous sommes conscients du déséquilibre inhérent à cette démarche, puisqu'elle consiste à comparer des industries de tailles et de nature très différentes. Les choix énergétiques que le Québec devra peut-être faire dans ses allocations de ressources opposent en fait une industrie majeure établie depuis des décennies ainsi qu'une utilisation massive à travers les exportations, à trois autres secteurs de plus petite taille qui n'ont pas atteint leur maturité.

Pour cette raison, il sera nécessaire de faire preuve d'une grande prudence et de tenir compte, dans les comparaisons, du fait que ces filières sont encore au stade du potentiel plutôt qu'à celui des réalisations.

⁶² Institut du Québec, 2019, Une [grille d'analyse pour identifier les industries stratégiques - le cas de l'aérospatiale](#).

L'aluminium

On peut se questionner sur l'utilité de démontrer le caractère stratégique de l'industrie de l'aluminium quand le gouvernement du Québec, dans sa Stratégie québécoise de développement de l'aluminium, publiée à l'automne 2021, lui reconnaît déjà cette qualité : « Le gouvernement du Québec entend appuyer la réalisation de projets d'investissement majeurs dans une perspective de partenariat avec les entreprises afin de stimuler la croissance, de réduire l'impact environnemental, d'assurer la compétitivité et de favoriser la pérennité de cette industrie stratégique pour le Québec⁶³. »

L'aluminium est un métal produit par la transformation de l'alumine, extraite d'une roche sédimentaire qu'on ne trouve pas au Canada, la bauxite. Le passage de l'alumine à l'aluminium se fait par un procédé d'électrolyse qui requiert de très importantes quantités d'énergie électrique, ce qui fait de l'industrie de l'aluminium primaire le plus gros utilisateur d'électricité au Québec, avec des achats de 25,6 TWh en 2021, qui représentent 14,5 % de la demande domestique totale du Québec. Les achats des entreprises de ce secteur sont réalisés dans le cadre de contrats à partage de risque négociés, où le prix payé variera entre autres en fonction du prix de l'aluminium.

La taille

Le Québec, qui accueille huit des neuf alumineries canadiennes, est le cinquième producteur d'aluminium primaire au monde. Sa production de 2,5 millions de tonnes représente 4 % de la production mondiale, loin derrière la Chine qui occupe le premier rang avec ses 56 %. Pour le Québec, l'aluminium est une industrie majeure, qui représente 8 % des exportations manufacturières⁶⁴.

Le potentiel

L'avenir de l'industrie n'est pas en jeu. La demande pour ce métal est en croissance en raison de sa légèreté, de sa résistance, de son potentiel remarquable de recyclage, ainsi que de sa contribution aux efforts de réduction de l'empreinte carbone, notamment dans le transport. De 65,6 millions de tonnes en 2019, la demande mondiale est prévue à 79 millions de tonnes en 2030⁶⁵. Les menaces à l'industrie sont davantage liées aux déséquilibres du marché mondial associés à la domination de la Chine, quoique l'accroissement de ses besoins intérieurs a réduit les effets disruptifs de ses pratiques de dumping. Ainsi, les risques ne portent pas sur la demande, mais plutôt sur le prix du métal, qui peut, au Québec, affecter la rentabilité des producteurs, leurs projets d'investissements, ainsi que leurs tarifs d'électricité. La province jouit d'un avantage important sur certains pays concurrents, par le fait que son aluminium est produit à partir d'hydroélectricité, une énergie propre, plutôt que de charbon ou de gaz naturel.

La résilience et la compétitivité

L'industrie canadienne de première fusion de l'aluminium est très concentrée : trois entreprises (Alcoa, Alouette et Rio Tinto) et neuf alumineries, dont huit au Québec. Elle est toutefois dépendante d'un seul marché, celui des États-Unis. Par l'importance de ses joueurs, sa part du marché mondial et son savoir-faire, le secteur détient certainement une masse critique. C'est un

⁶³ Gouvernement du Québec, 2021, *Stratégie québécoise de développement de l'aluminium 2021-2024*, disponible [ici](#)

⁶⁴ Association de l'aluminium du Canada, 2022, *Portrait de l'industrie canadienne de l'aluminium*, disponible [ici](#)

acteur de classe mondiale, capable d'être compétitif. La structure se complexifie quand on regarde l'ensemble de la filière de l'aluminium, où l'on compte environ 1 400 entreprises, des équipementiers et des transformateurs, qui embauchent au total quelque 20 000 employés. La deuxième et troisième transformation du métal reste toutefois un enjeu important qui a suscité de vifs débats au fil des ans. On a toutefois sous-estimé le développement du savoir-faire québécois en amont avec les équipementiers et les contraintes qui limitent le potentiel de transformation, soit la réalité du marché, les coûts de transport et la nature de la chaîne de valeur.

Les exportations

L'aluminium primaire joue un rôle très important dans les exportations du Québec⁶⁶. Le métal gris vient au deuxième rang, avec des ventes de 8,86 G\$ en 2021, auxquelles on peut ajouter les produits semi-ouvrés, à 675 M\$, pour un total de 9,57 G\$, soit 9,6 % de toutes les exportations québécoises⁶⁷. À titre de comparaison, les exportations d'électricité s'élevaient à 865 millions de dollars. Néanmoins, ce bilan du commerce extérieur pourrait comporter un élément de risque en raison de la faible diversification des marchés. Une vaste majorité des exportations, soit 84 %, se dirigent vers les États-Unis, ce qui reflète une grande intégration à la chaîne de valeur nord-américaine, mais aussi une certaine vulnérabilité face à ce partenaire, comme on l'a vu avec l'imposition de barrières tarifaires par l'administration Trump. Cependant, l'accès au marché américain est assuré par le fait que l'aluminium est défini comme un matériau stratégique au Canada et aux États-Unis, ainsi que par des considérations géopolitiques, car les États-Unis veulent réduire leur dépendance à la Chine et à la Russie.

L'innovation

Il y a deux filières de recherche et développement au sein de l'industrie. La première provient des investissements en R-D des trois entreprises de l'industrie primaire. À l'heure actuelle, par exemple, un projet conjoint entre Rio Tinto et Alcoa avec Apple, nommé ELYSIS, vise à mettre au point un procédé sans émissions de carbone. Un total de 558 M\$ sera investi à cette fin dans un centre de recherche à Saguenay, dont la première phase de 188 M\$ a été amorcée. Selon les données de l'industrie, les dépenses en R-D ont atteint 158 M\$ en 2021. La grappe, quant à elle, consacre d'importantes ressources à la R-D et au soutien à l'innovation à travers divers centres de recherche universitaires et de nombreuses initiatives pour concevoir de nouvelles utilisations de l'aluminium.

Les investissements

Par l'intensité de capital requise, l'industrie de l'aluminium primaire demande d'importants investissements. Le gouvernement du Québec, dans sa Stratégie de développement de l'aluminium 2015-2025⁶⁸, estimait que les investissements de l'industrie ont atteint 50 G\$ au cours de la période 2005-2014⁶⁹. Toutefois, ce processus n'est pas linéaire et est largement tributaire du contexte mondial, notamment en raison des prix. Les données récentes de l'industrie montrent que l'industrie investit chaque année des sommes très importantes, par exemple 622 M\$ en 2020. Des investissements majeurs sont à prévoir dans les années à venir pour la transformation progressive des installations en vue de l'implantation du procédé ELYSIS.

⁶⁶ Institut de la Statistique du Québec, [Valeur des exportations internationales par produits, Québec et Canada, 2020 et 2021](#)

⁶⁷ Le total des exportations québécoises en 2021 était de 100,2 G\$ (ibid.)

⁶⁸ Gouvernement du Québec, 2021, *Stratégie québécoise de développement de l'aluminium 2015-2025*, disponible [ici](#)

⁶⁹ Gouvernement du Québec, 2021, *Stratégie québécoise de développement de l'aluminium 2021-2024*, disponible [ici](#)

Grâce à son intensité capitalistique, l'industrie de l'aluminium primaire affiche ainsi une productivité par heure travaillée élevée, à 100,60 \$ l'heure, qui dépasse celles d'industries comme le secteur pharmaceutique (97,20 \$), l'automobile (80,70 \$) et l'aérospatiale (70,40 \$). Notons que cette productivité a augmenté de 24,4 % entre 2013 et 2018. Les données sur les opérations en aval sont plus difficiles à évaluer en raison de la dispersion des activités de transformation.

La main-d'œuvre

Selon Statistique Canada⁷⁰, le niveau d'emploi a sensiblement baissé en une décennie au Québec, passant de 16 653 à 9 713 salariés entre 2008 et 2018, avec une mesure qui n'est pas celle de l'industrie. Cette baisse contribue à expliquer la hausse de la productivité du travail. L'aluminium primaire constitue un exemple d'industrie dont le succès et le développement ne s'accompagneront plus d'une création nette d'emplois. C'est par ailleurs une industrie à haute rémunération, avec un salaire hebdomadaire moyen de 1 482,03 \$ en 2017 comparé à 916,17 \$ pour l'ensemble des industries⁷¹. Notons toutefois que l'enjeu de la main-d'œuvre se posera à moyen terme avec l'implantation du procédé ELYSIS qui exigera moins de personnel.

L'éducation

La filière de l'aluminium a des répercussions sur le système d'éducation. De nombreux établissements d'enseignement proposent des programmes d'études menant à des attestations et à des diplômes qui répondent aux besoins de l'industrie. Au cours des prochaines années, ces besoins seront d'autant plus pressants que, selon la Stratégie québécoise de 2015 « l'attractivité de la main-d'œuvre, principalement dans les PME, constituera le principal enjeu de l'industrie en matière de ressources humaines. Cette problématique réside notamment dans le déficit d'étudiants observé en formation professionnelle et technique⁷². »

L'inclusion

Une caractéristique propre à l'aluminium réside dans l'implantation d'une industrie de pointe, avec ses diplômés, ses spécialistes et ses salaires élevés, dans des régions plus éloignées, particulièrement au Saguenay et sur la Côte-Nord. Cela s'explique évidemment par l'emplacement des alumineries à proximité des ressources hydroélectriques. Ce modèle d'implantation a eu des effets d'entraînement sur le développement des activités des équipementiers, des services et des établissements d'enseignement. À cela s'ajoute la répartition sur tout le territoire québécois des entreprises de transformation.

Le développement durable

L'aluminium, grâce à sa légèreté et à ses possibilités de recyclage, est un métal dont l'utilisation contribue aux réductions d'émissions de gaz à effet de serre. L'aluminium vert du Québec permet également, une fois exporté, de remplacer du métal produit à partir d'énergies fossiles. Il faut toutefois rappeler que l'industrie de l'aluminium primaire est une très importante émettrice de GES, en raison du procédé d'électrolyse avec des anodes de carbone. Cependant, ces émissions sont en forte baisse et seront éliminées avec la filière ELYSIS. Cette question sera abordée en détail dans la partie suivante du rapport.

Le rôle de l'État

⁷⁰ Statistique Canada, tableau : 14-10-0202-01

⁷¹ Statistique Canada, tableau : 14-10-0204-01, 2017 est la dernière année disponible pour aluminium

⁷² Gouvernement du Québec, 2021, *Stratégie québécoise de développement de l'aluminium 2015-2025*, disponible [ici](#)

L'État intervient de deux façons pour soutenir l'industrie de l'aluminium. D'abord, à travers sa stratégie de développement de l'aluminium, avec des fonds relativement modestes, pour favoriser le rayonnement de ce métal et une plus grande transformation. Ensuite, et surtout, par des ententes avec les producteurs de métal primaire pour assurer des tarifs d'électricité compétitifs à l'échelle mondiale, le coût de l'énergie étant le principal déterminant de l'emplacement des entreprises et de leur profitabilité. Comme d'autres régions où la production d'aluminium repose sur l'hydroélectricité, Hydro-Québec établit ses tarifs aux alumineries en fonction du prix mondial de l'aluminium. Au Québec ces ententes sont nommées des contrats à partage de risque. S'il est difficile d'établir un prix moyen pour ces contrats, dont les conditions varient selon les alumineries, le prix composite était relativement faible en 2019, reflétant l'état du marché. Par contre, il a été plus élevé en 2021 (voir tableau 12) et devrait se maintenir à un niveau élevé au cours des prochaines années. C'est ainsi que les revenus plus bas pour Hydro-Québec certaines années sont compensés par ceux des années où le prix de l'aluminium est élevé. Dans le débat public, ces prix ont parfois suscité des réactions qui ne tenaient pas compte de deux facteurs, soit le fait que les alumineries, les plus importants clients d'Hydro-Québec, consomment des quantités importantes d'énergie qui justifie des tarifs de « gros », ainsi que le fait que les coûts de transport et de distribution sont très bas.

Les effets structurants

Il faut également tenir compte de facteurs structurants, comme la présence d'activités de siège social, notamment dans le cas de Rio Tinto (qui a aussi une tradition d'enracinement social héritée d'Alcan), le leadership international, le savoir-faire et le rayonnement que permet le fait d'être l'un des grands acteurs mondiaux.

En conclusion, l'industrie de l'aluminium a permis une utilisation de l'électricité québécoise qui a engendré d'importants bénéfices économiques, une contribution majeure qui se poursuivra dans l'avenir. Ces bénéfices seront encore plus grands si l'industrie de l'aluminium primaire réussit sa reconversion technologique avec le procédé ELYSIS, si elle peut renforcer ses activités de transformation au Québec, ce à quoi contribuent l'industrie, le gouvernement et la grappe de l'aluminium, et si le Québec fait preuve de créativité pour promouvoir une utilisation accrue de ce métal.

Les centres de données

Les centres de données se sont multipliés avec l'explosion de l'infonuagique, l'essor d'Internet et le trafic de données de plus en plus lourdes, notamment les images, qui entraînent des besoins croissants en stockage et en traitement des données. Leur consommation d'électricité, de 0,7 TWh en 2021, devrait passer à 4,2 TWh en 2029, selon les prévisions d'Hydro-Québec.

La taille

Les statistiques sur les centres de données sont difficiles à obtenir, en raison de la petite taille du secteur, qui n'est pas traité comme une industrie distincte par Statistique Canada. Les données dont nous disposons permettent toutefois de noter que le nombre d'emplois est modeste, 996 selon les estimations d'Aviseo, mais que sa croissance est déjà forte. De 20 centres de données en 2017, on en répertoriait 50 en 2021.

Le potentiel

L'industrie des centres des données, de l'hébergement et du traitement des données et des services infonuagiques connaît une croissance exponentielle. À titre d'exemple, Fortune Business Insights estime que ce marché, établi à 74,43 G\$É.-U. en 2021, atteindra 390,3 G\$É.-U. en 2028, et donc qu'il quintuplera en sept ans, avec un taux de croissance annuel moyen de 26,2 %⁷³. Cette croissance repose sur les transformations technologiques profondes amenées par les technologies de l'information et des communications.

La résilience et la capacité compétitive

La question est de savoir jusqu'à quel point le Québec sera en mesure de capter une partie de cette croissance dont l'essentiel repose sur les activités de géants comme Google, Meta Platforms (anciennement Facebook) ou Amazon, qui transcendent les frontières. L'enjeu est la capacité du Québec à tirer son épingle du jeu dans un marché compétitif où les candidats n'ont pas d'attache localement et sont extrêmement mobiles. Le potentiel de succès ne pourra pas seulement reposer sur les avantages comparatifs naturels du Québec. Il devra aussi compter sur les efforts déployés pour les mettre en valeur. Le premier de ces avantages est le prix de l'énergie, une composante importante de la structure de frais d'exploitation, évalué à 3,19 ¢US le kWh par Montréal International dans ses interventions, soit 4,14 ¢, avec le tarif de développement économique qui prévoit une réduction allant jusqu'à 20 %. Le climat, qui réduit une partie de l'année les coûts de refroidissement, et la nature stable et puissante du réseau électrique, constituent aussi des atouts notables. Le Québec et surtout Montréal peuvent en avancer d'autres, comme un écosystème de TI développé et une main-d'œuvre qualifiée aux salaires compétitifs. À cela s'ajoutent des avantages fiscaux : les investissements de plus de 100 M\$ dans la construction de nouveaux centres de données sont admissibles à une exemption d'impôts sur les bénéfices pour une durée de 15 ans.

Le succès du secteur reposera aussi sur celui des efforts en vue de convaincre des acteurs étrangers de s'établir au Québec pour combler une partie de leurs besoins infonuagiques. Les projections d'Hydro-Québec Distribution peuvent donner une idée de ce potentiel. Dans son document le plus récent sur l'état d'avancement, elle estime que la demande des centres de données atteindra 4,2 TWh à l'horizon 2029⁷⁴. Cette prévision est le résultat d'une révision à la baisse de 1,2 TWh qui « reflète une consommation plus faible associée à ce secteur, comme

⁷³ Fortune Business Insights, disponible [ici](#)

⁷⁴ Hydro-Québec, 2021, *État d'avancement 2021 du plan d'approvisionnement 2020-2029*, disponible [ici](#)

constaté pour les centres de données en exploitation au Québec ». Il faut en effet noter que la courbe de croissance des activités de ce secteur ne s'accompagne pas d'une croissance équivalente de ses besoins énergétiques, en raison d'une plus grande efficacité des processus et des économies d'échelle par la taille des centres.

La mise en valeur des avantages propres au Québec, le prix de l'électricité et sa sobriété en carbone, pour le secteur des centres de données reposera en partie sur les efforts de prospection et d'attraction. Investissement Québec a fait une promotion très active de ces atouts⁷⁵, et Montréal International a développé une stratégie persuasive à cet égard⁷⁶, des initiatives ont jusqu'ici donné des résultats. Par exemple, Amazon est déjà présent au Québec, Google compte bâtir son premier centre de données canadien à Beauharnois, un investissement de 750 M\$, et Microsoft a amorcé le processus pour la construction d'un tel centre à Lévis, un investissement potentiel de 1 G\$. Plus récemment, ces efforts de prospection ont été réduits avec le nouveau contexte énergétique du Québec.

L'investissement

La principale empreinte économique des centres de données, une industrie à forte intensité en capital, se manifeste à travers le niveau d'investissement, essentiellement aux phases initiales, au moment de la construction des installations et de l'acquisition des équipements. Par exemple, dans le projet de Google de 750 M\$, l'entreprise estime l'embauche à 300 à 500 personnes dans la phase de construction et à 30 personnes pour la phase des opérations. Le développement des centres de données aura donc son principal impact sur l'industrie de la construction, dans un contexte où celle-ci est déjà marquée par une surchauffe, des goulots d'étranglement et une pénurie de main-d'œuvre.

Les exportations

Par définition, en raison de la nature immatérielle des activités infonuagiques et de leur mobilité absolue dans les réseaux mondiaux, l'industrie des centres de données n'exporte ni biens ni services, mais peut générer des mouvements financiers (profits, propriété intellectuelle, etc.). Dans le cas des grands acteurs, comme Google ou Amazon Web Services, les centres de données représentent une grande source de coûts qui sont intégrés aux opérations globales de l'entreprise. Toutefois, ils pourraient entraîner des exportations de service dans les cas où les centres fournissent de l'hébergement à des clients étrangers.

La main-d'œuvre

Au-delà de la construction, l'industrie des centres de données crée très peu d'emplois, surtout dans le cas des grands centres dont les activités supranationales ne s'accompagnent pas de prestations de services. L'exemple des 30 emplois qui seraient créés par l'investissement de 750 M\$ de Google est révélateur à cet égard. Notre étude ne fait pas de la création d'emplois un objectif à atteindre et privilégie plutôt les effets sur la qualité de la main-d'œuvre. À cet égard, toutefois, peu d'informations sont disponibles. KPMG, dans une enquête de 2017 auprès des entreprises du secteur, avait constaté que le salaire moyen s'élevait à un peu plus de 65 000 \$, soit un niveau légèrement supérieur au salaire moyen dans l'ensemble des secteurs.

⁷⁵ Investissement Québec, *Le Québec, idéal pour les centres de données*, disponible [ici](#)

⁷⁶ Montréal International, *Le Grand Montréal : l'endroit idéal pour l'hébergement et le traitement de données*, disponible [ici](#)

Ces éléments d'information très fragmentaires permettent de mettre en relief un élément central pour l'évaluation de la contribution potentielle de ce secteur à la création de richesse. On manque de données et d'expérience pour estimer le niveau de qualifications des emplois générés par les centres de données, quoique certaines informations indiquent que l'industrie fait aussi appel à des compétences différentes que celles qui sont demandées dans l'ensemble du secteur des TI, comme le génie du bâtiment ou la sécurité. Comme les centres de données sont souvent des entités autosuffisantes, dont la localisation repose sur des considérations de coûts, et que les investissements sont en général faits par des entreprises étrangères dont les centres de décision ne sont pas au Québec, quel sera le degré d'interaction de ces centres avec l'écosystème des technologies de l'information? Stimulera-t-il le secteur? Fera-t-il appel à ses compétences? Ou encore, si le choix de l'implantation au Québec repose sur le prix de l'énergie plutôt que sur le talent, contrairement à ce que l'on observe par exemple dans l'IA ou le jeu vidéo, assisterons-nous plutôt à une logique d'économie de succursale en compétition avec des destinations bon marché?

L'innovation

Le même raisonnement s'applique à l'évaluation de cette industrie à l'innovation, et repose essentiellement sur le degré d'activité de R-D qui est réalisé au Québec, les transferts technologiques et l'appel aux compétences existantes au Québec. Nous ne savons pas comment les prochains projets de centres de données répondront à ces questions. Les expériences récentes indiquent toutefois que l'effet de levier sur la recherche, l'innovation, l'élévation des compétences est relativement limité. Cela risque de restreindre la contribution des centres de données à la création de richesse.

En conclusion, les centres de données constituent une filière qui est appelée à une forte croissance et génère des investissements étrangers. Ces investissements, provenant de multinationales très mobiles, risquent cependant d'avoir des effets relativement peu structurants si les principaux attraits du Québec ne sont que les prix de l'énergie et les faibles salaires. Toutefois, l'industrie comporte un fort potentiel si ces implantations étrangères créent une synergie avec l'écosystème des technologies de l'information et des communications en place.

L'hydrogène

À l'heure actuelle, l'hydrogène est produit à partir d'hydrocarbures comme le gaz naturel et connaît une utilisation relativement restreinte. Son énorme potentiel tient au fait que l'hydrogène vert, soit celui qui est produit par électrolyse avec de l'eau et de l'électricité renouvelable, sera une filière incontournable pour décarboner les économies et parvenir au stade de zéro émission là où l'utilisation de l'électricité sera impossible ou financièrement prohibitive. La demande d'électricité du secteur est faible, avec une croissance prévue de 0,9 TWh sur la période, parce que l'utilisation de l'hydrogène vert est encore à ses débuts et que le plein développement de cette filière ne se fera pas à l'intérieur de l'horizon de planification d'Hydro-Québec qui porte jusqu'à 2029.

La taille

Le Québec est déjà actif dans la filière de l'hydrogène. Selon la dernière édition de l'État de l'énergie au Québec, le Québec comptait une douzaine de sites de production actifs ou à venir, surtout à partir de biomasse et de gaz naturel pour une production modeste⁷⁷. Une usine de 20 MW

⁷⁷ Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, 2022, *État de l'énergie au Québec*, disponible [ici](#)

opérée par Air Liquide à Bécancour permettant de produire huit tonnes d'hydrogène vert par jour est actuellement la plus grosse au monde en fonctionnement à l'heure actuelle, un positionnement qui ne durera pas longtemps à mesure que des projets d'envergure seront mis en opération. Un projet d'une capacité de 88 MW par Hydro-Québec en partenariat avec Enerkem ainsi qu'un projet conjoint de Gazifère et Evolgen de 20 MW ont également été annoncés au cours des 18 derniers mois, des projets qui peuvent être qualifiés d'expérimentaux. Les projections de demande d'Hydro-Québec Distribution portent sur la période 2019-2029 et ne prévoient donc pas une forte demande pour l'hydrogène parce que les besoins se manifesteront au-delà de cet horizon de prévision selon la société d'État. Par contre, il apparaît que plusieurs promoteurs avec des besoins significatifs réalisent du démarchage pour entreprendre des projets sur un horizon plus rapproché⁷⁸.

Le potentiel

Le potentiel de l'hydrogène, ici comme ailleurs dans le monde, est considérable. Comme le note la Energy Transitions Commission (ETC), un organisme international regroupant des leaders du monde économique, « il existe certains secteurs où l'électrification directe est actuellement impossible ou représenterait un coût prohibitif. L'hydrogène jouera un rôle clé dans la décarbonation de ces secteurs. Dans le cadre de la production d'acier, l'hydrogène peut remplacer le charbon comme source d'énergie et agent réducteur; sous forme d'ammoniac, il pourrait décarboner le transport maritime longue distance; et il est susceptible de jouer un rôle majeur comme mécanisme de stockage dans le secteur de l'électricité⁷⁹. » Les besoins seront donc énormes. La, ETC estime que la consommation annuelle totale d'hydrogène dans le monde, de 115 mégatonnes en 2021, pourrait atteindre 500 à 800 mégatonnes d'ici le milieu du siècle.

Dans un document récent, l'antenne québécoise du BCG, estime que « [d]'ici 2040, le marché de l'hydrogène vert pourrait atteindre 290 G\$ à l'échelle mondiale. À elle seule, l'Amérique du Nord pourrait représenter jusqu'à 21 % de la demande annuelle estimée à 40 à 146 mégatonnes (Mt). La majorité de cette demande devrait venir d'industries à intensité élevée en GES telles que l'acier et le transport lourd⁸⁰. »

Si les besoins sont importants et les perspectives, prometteuses, l'enjeu principal pour le développement de cette filière est le coût de production de l'hydrogène vert, beaucoup plus élevé que celui de l'hydrogène gris produit à partir d'hydrocarbures et, dans une moindre mesure, que celui de l'hydrogène bleu produit avec du gaz naturel associé à une captation du carbone. Pour l'instant, plusieurs utilisations potentielles ne sont pas économiquement rentables avec les structures de coûts actuelles.

Le rapport d'Aviseo⁸¹ cite une étude récente réalisée pour le Hydrogen Council, montrant que le coût de production moyen de l'hydrogène vert à travers le monde se situe entre 4 \$ et 10 \$ le kilo, mais pourrait atteindre 3 \$ dès 2030. Une analyse réalisée par l'agence Bloomberg estime qu'un tel prix en 2030 permettrait à l'hydrogène vert de devenir compétitif face aux solutions conventionnelles, notamment dans le transport lourd et l'industriel. Au Québec, une étude réalisée par Transition énergétique Québec (TEQ) estime que la production à grande échelle ainsi que l'amélioration des procédés devraient entraîner une baisse de 60 % à 80 % des dépenses

⁷⁸ Voir par exemple La Presse, 2022, *La Côte-Nord prise pour l'hydrogène vert*, disponible [ici](#)

⁷⁹ Energy Transitions Commission, 2021, *Faire de l'économie de l'hydrogène une réalité*, disponible [ici](#)

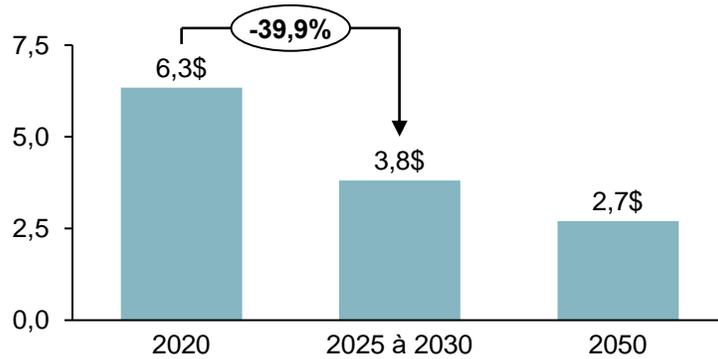
⁸⁰ Duff et al, *L'hydrogène vert est une occasion en or pour le Québec—si nous agissons maintenant* disponible [ici](#)

⁸¹ Aviseo, *Étude portant sur les risques d'affaires des gazières au Québec sur l'horizon 2021-2030*

d'investissement d'ici 2030. Ainsi, le coût de production total au Québec pourrait diminuer de 40 % pour s'établir sous la barre des 4 \$ dès 2025.

Graphique 11

**Projection du coût de production
Québec, 2020 à 2050, en \$**

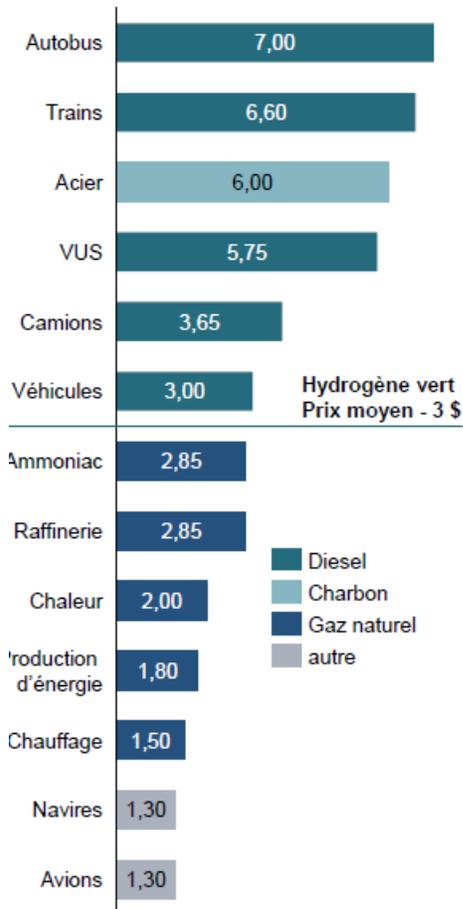


Source : Aiseo, Étude portant sur les risques d'affaires des gazières au Québec sur l'horizon 2021-2030

La croissance de la demande d'hydrogène dépendra donc des coûts qu'elle implique ainsi que de son implantation, et donc de la rentabilité de la conversion. Le diagramme suivant illustre le choix possible en fonction des coûts.

Graphique 12

Coût de production requis pour atteindre le seuil de rentabilité Monde, 2030, en \$ par kg



Source : Aiseo, Étude portant sur les risques d'affaires des gazières au Québec sur l'horizon 2021-2030

Cependant, les processus d'adoption seront sans doute moins mécaniques que de simples calculs de coûts et résulteront de processus beaucoup plus complexes, qui dépendront des progrès technologiques, du développement des marchés de consommation et de distribution, de la disponibilité des infrastructures, des choix environnementaux et des mécanismes, rarement linéaires, qui mènent à l'imposition de standards ou à la domination de certaines technologies par rapport à d'autres. Par exemple, si l'utilisation de l'hydrogène dans les véhicules personnels semble avoir été écartée, quels choix feront le Québec, le Canada et l'Amérique du Nord pour le transport par camion ou le transport ferroviaire? On note, à cet égard, l'absence de consensus et l'opposition de points de vue très variés sur l'ampleur et le rythme de l'adoption de l'hydrogène.

La résilience et la capacité compétitive

Le Québec peut être bien placé dans la course, en raison du prix de son électricité renouvelable, de la nature de son réseau et de la puissance disponible, même s'il ne disposera plus des surplus caractéristiques des deux dernières décennies. Ces avantages comparatifs pourront permettre au Québec de se tailler une place dans cette industrie en forte croissance. Une étude réalisée en 2021 en Australie estime d'ailleurs que près du quart (24,2 %) des intrants nécessaires à la production

d'hydrogène vert est l'électricité et l'eau. Aux États-Unis, cette proportion était de 29 % en 2020 selon Bloomberg.

Le Plan pour une économie verte 2030 (PEV) du gouvernement du Québec⁸² entretient d'ailleurs des objectifs ambitieux à cet égard : « Le Québec entend se positionner comme un leader dans la production de ces sources d'énergie propre pouvant être utilisées de façon complémentaire à l'électricité, soit l'hydrogène vert et les bioénergies. Ainsi, au cours des prochaines décennies, l'hydrogène vert et les bioénergies joueront un rôle important dans la décarbonisation des secteurs les plus émetteurs tout en étant des leviers de développement d'une économie verte et durable⁸³. »

Dans le plan de mise en œuvre du PEV 2022⁸⁴, on précise que « [l]a Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies présentera, en 2022, en cohérence avec le PEV 2030, une vision et des orientations gouvernementales en lien avec le développement de ces filières. Son déploiement permettra de diversifier les solutions complémentaires à l'électrification pour décarboniser le Québec, en particulier dans le secteur industriel. »

Le gouvernement a déjà annoncé une somme de 15 M\$ pour soutenir le développement de la filière de l'hydrogène vert, dans le cadre du PEV, pour appuyer des projets de démonstration technologique, notamment dans les secteurs industriels et du transport lourd. Le ministre de l'Environnement et de la Lutte contre les changements climatiques, Benoit Charrette, a d'ailleurs déclaré à cette occasion qu'il faut « saisir cette occasion pour développer l'expertise requise, intégrer cette nouvelle forme d'énergie à notre écosystème énergétique et ainsi se positionner avantageusement dans la filière internationale de l'hydrogène vert⁸⁵».

Il est prévisible que le Québec, profitant de cette ressource, veuille utiliser pleinement son hydrogène pour réduire son empreinte carbonique là où l'électrification est impossible, par exemple dans les procédés industriels. Une application potentielle pour l'hydrogène vert produit au Québec serait de l'injecter dans le réseau gazier pour réduire son empreinte carbone, selon un rapport d'Aviseo⁸⁶.

Le véritable enjeu économique et énergétique pour le Québec est de savoir s'il ira au-delà de l'atteinte de ses propres objectifs intérieurs de décarbonation et s'il voudra investir dans cette filière en profitant de son atout électrique pour devenir un producteur important, un leader de cette industrie naissante et un exportateur d'hydrogène vert. Les prises de position gouvernementales citées précédemment semblent suggérer que c'est le cas.

C'est aussi ce que plaide le rapport produit par BCG : « L'hydrogène vert représente une occasion en or pour le Québec. Toutefois, pour que la province puisse en tirer parti, il faudra que l'industrie, les investisseurs et le gouvernement travaillent ensemble en faisant des paris audacieux et en misant sur une stratégie claire, des projets pilotes et des partenariats. Ce faisant, ils enverront des signaux cruciaux sur le marché et donneront aux acteurs de l'écosystème la confiance dont ils ont besoin pour soutenir l'hydrogène vert dans leurs plans de transition climatique, sachant qu'ils

⁸² Gouvernement du Québec, 2020, *Plan pour une économie verte*, disponible [ici](#)

⁸³ Gouvernement du Québec, *Stratégie québécoise de l'hydrogène vert - Le Gouvernement du Québec alloue 15 M\$ pour soutenir le développement de la filière de l'hydrogène vert*, disponible [ici](#)

⁸⁴ Gouvernement du Québec, 2022, *Plan de mise en œuvre 2022-2027*, disponible [ici](#)

⁸⁵ Gouvernement du Québec, 2021, *Stratégie québécoise de l'hydrogène vert - Le Gouvernement du Québec alloue 15 M\$ pour soutenir le développement de la filière de l'hydrogène vert*, disponible [ici](#)

⁸⁶ Aviseo, *Étude portant sur les risques d'affaires des gazières au Québec sur l'horizon 2021-2030*

disposeront des infrastructures, des partenaires et des ressources nécessaires pour répondre à leurs besoins⁸⁷. »

Cela étant dit, il faut rappeler, en contrepoids à l'enthousiasme que suscite cette filière, que l'hydrogène n'est pas une panacée, et qu'elle doit également composer avec des contraintes, notamment la quantité très importante d'électricité nécessaire pour sa production. Nous aborderons en détail cet élément dans la partie qui suit, portant sur les impacts environnementaux des choix énergétiques.

Cet enthousiasme repose aussi sur le fait que plusieurs des utilisations de l'hydrogène qui alimentent les projections s'inscrivent dans le même cadre conceptuel qui a produit l'environnement énergétique actuel. En effet, il s'agit dans bien des cas de remplacer des carburants (gaz, essence, mazout) par un autre carburant, l'hydrogène liquéfié, qui jouera essentiellement le même rôle. Or, il est tout à fait possible que la révolution imposée par le passage rapide à une économie sans carbone exige un changement de paradigme et des transformations plus radicales des pratiques et des technologies.

Il faut également faire preuve de prudence à l'égard des arguments portant sur l'urgence d'agir. BCG, par exemple, exprime ce sentiment d'urgence : « Est-ce que nous saurons agir assez rapidement pour en profiter avant que les autres régions nous rattrapent? »⁸⁸. Le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, Jonathan Julien, le nomme aussi : « Ce n'est pas une industrie qui est mature actuellement, les coûts sont assez élevés par rapport l'électricité qu'on va y injecter, mais si on ne saute pas aujourd'hui dans le train, en 2030 quand il y aura de meilleurs résultats, il sera trop tard⁸⁹. »

De nombreuses interventions ont voulu faire contrepoids aux appels à la célérité. Le professeur de HEC Montréal Pierre-Olivier Pineau, spécialiste en énergie, dans un article de *L'actualité*, montre que les limites à l'utilisation de l'hydrogène, en raison des coûts et de l'absence d'infrastructures, devraient freiner l'engouement, notamment celui du monde politique : « L'hydrogène aura certes un rôle à jouer dans la transition énergétique. Des niches d'utilisation en industrie et en transport, là où les batteries ou leur recharge poseront trop de problèmes, vont certainement émerger. Mais jamais l'hydrogène ne se rendra chez vous ou près de chez vous en quantité importante : c'est une solution trop chère et trop complexe pour une utilisation à grande échelle⁹⁰. »

Les prévisions du rapport déjà cité de la firme Dunsky pour le ministère de l'Environnement estiment que dans un scénario visant la carboneutralité, à l'horizon 2050, l'hydrogène « demeure tout de même une portion relativement petite de l'ensemble du bilan énergétique (environ 3 % de la consommation totale) ».

Un groupe d'universitaires, dans une lettre ouverte, ajoute que ce résultat « va dans le même sens que ceux du récent rapport du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) qui estime que l'hydrogène représentera au mieux 2,1 %, en 2050, et 5,1 %, en 2100, du

⁸⁷ Duff et al, *L'hydrogène vert est une occasion en or pour le Québec—si nous agissons maintenant* disponible [ici](#)

⁸⁸ Duff et al, *L'hydrogène vert est une occasion en or pour le Québec—si nous agissons maintenant* disponible [ici](#)

⁸⁹ Radio-Canada, 2021, *Hydrogène vert : le Québec ne veut pas rater son coup*, disponible [ici](#)

⁹⁰ *L'actualité*, 2022 *Le mirage de l'hydrogène*, disponible [ici](#)

bilan énergétique global. À la lumière de ces résultats, l'engouement politique et médiatique paraît démesuré. Un appel à la réalité s'impose⁹¹. »

S'il est important de ne pas tarder pour s'engager dans des efforts de recherche et développement prometteurs, l'expérience offerte par d'autres secteurs ne permet pas d'affirmer que le fait d'être le premier est un gage de succès. Il est tout à fait possible que les technologies qui seront utilisées au Québec ne soient pas celles qu'il aura développées. Et surtout, rien ne permet d'affirmer que le fait d'être parmi les premiers comporte des avantages particuliers. L'hydrogène est une denrée et non un produit de niche sujet aux effets de mode.

Dans sa stratégie sur l'hydrogène vert et les bioénergies, publiée en mai 2022⁹², le gouvernement du Québec a d'ailleurs fait preuve de prudence. Sur une enveloppe de 1,2 milliard d'ici 2026, seulement 250 millions seront consacrés à l'hydrogène, une filière encore perçue comme à ses débuts. Le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles, M. Jonatan Julien, a par ailleurs précisé⁹³ que cette production ne serait pas destinée aux marchés extérieurs : « On n'a pas l'intention de favoriser l'exportation d'hydrogène vert en dehors du Québec, ni d'ammoniac. Pour nous, on a un avantage concurrentiel, les tarifs concurrentiels d'Hydro-Québec. La production d'hydrogène vert servira à décarboner le Québec. »

Enfin, il faut introduire dans la réflexion l'équation énergétique et environnementale. La production d'hydrogène est très énergivore et le niveau de production que pourra viser le Québec dépendra des ressources en électricité disponibles et de ses avantages comparatifs par rapport à d'autres utilisations de l'électricité. À cet égard, face à cette nouvelle filière potentiellement forte consommatrice d'électricité, il sera important de faire les choix optimaux. Le niveau de production de l'hydrogène dépendra de sa contribution à la réduction des GES en comparaison d'autres utilisations de l'électricité, ce que nous verrons plus en détail dans la section suivante.

En conclusion, la filière de l'hydrogène est encore émergente. Mais elle comporte des éléments qui en feront une industrie stratégique dans la décennie à venir, par les besoins qu'elle comble, les avantages comparatifs du Québec, le potentiel d'investissement ainsi que les besoins en R-D. Elle pourra être un levier de développement prometteur et, pour Hydro-Québec, un débouché à la fois important et stable, pourvu que celle-ci dispose des ressources énergétiques pour l'alimenter et résiste à l'engouement provenant des milieux politiques. Les inconnues concernent la capacité du Québec de jouer un rôle structurant dans cette industrie qui va au-delà de la fourniture de la matière première, des considérations environnementales quant à la contribution relative de cette filière à la décarbonation, ainsi que la capacité des acteurs québécois de valoriser ce nouveau secteur de façon prudente et raisonnée.

La serriculture

Il n'est pas approprié d'appliquer à la production serricole la grille d'analyse qui a été utilisée pour évaluer le potentiel des industries de l'aluminium, des centres des données et de l'hydrogène.

⁹¹ La Presse +, 2022, Un appel à la réalité s'impose pour l'hydrogène vert, disponible [ici](#)

⁹² Décarboner, Innover, Rayonner, Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030

⁹³ La Presse, « Québec va subventionner les consommateurs d'hydrogène vert et de biocarburant », 26 mai 2022

La filière de la serriculture constitue une portion modeste du secteur agroalimentaire. Elle est appelée à croître en raison des préférences des consommateurs pour des produits agricoles locaux et, surtout, des politiques gouvernementales pour promouvoir l'autonomie alimentaire du Québec, qui misent notamment sur le soutien de la croissance des serres. L'objectif de Québec est de doubler leur production entre 2020 et 2025. Ce potentiel de croissance sera toutefois limité par des contraintes physiques et économiques. Et cette croissance, même forte, n'exigera pas une ponction importante des ressources électriques. En effet, ses besoins en électricité seront modestes : la demande, de 0,5 TWh en 2021, devrait passer à 1,1 TWh en 2026 et se maintenir à ce niveau jusqu'au terme de la prévision en 2029. Enfin, l'organisation de l'industrie et la nature de l'activité font en sorte que ses effets structurants seront modestes. Toutefois, seulement une partie de ce bloc sera consommé par les producteurs de fruits et légumes, le reste étant consommé par les producteurs de cannabis et d'autres floriculteurs. Pour toutes ces raisons, le développement de la serriculture n'exige pas de notre part une analyse fouillée.

La taille

En 2020, on répertoriait plus de 560 serres au Québec, dont les ventes ont atteint 403,4 M\$⁹⁴. Environ 60 % d'entre elles sont spécialisées dans l'horticulture et la production de cannabis, alors que l'autre 40 % est consacré à la production de fruits, mais surtout de légumes. Selon les données du MAPAQ et de Statistique Canada, les recettes générées par la production de légumes de serre s'établissaient à 159,8 M\$ en 2020⁹⁵. La croissance a été forte, puisqu'elles s'établissaient à 87,3 M\$ en 2013. Elles représentent 3,5 % des 3,977 G\$ des revenus provenant des cultures, et 1,7 % des 9,621 G\$ du total pour l'agriculture.

Le potentiel

Une croissance forte de la serriculture est prévisible, en partie en raison des préférences des consommateurs, mais surtout en raison des politiques gouvernementales dont l'objectif est de doubler la production d'ici 2025, un enjeu qui a été priorisé avec la pandémie et son impact sur les chaînes d'approvisionnement.

Afin d'atteindre son objectif, le gouvernement du Québec a déposé une initiative ministérielle ayant pour but d'offrir une aide financière aux producteurs serricoles pour l'achat de serres et de matériel de production, une aide qui peut atteindre 40 % de la facture d'électricité, celle-ci représentant une partie importante des dépenses de fonctionnement des serres. En outre, la Régie de l'énergie a accepté la demande d'Hydro-Québec d'accorder des tarifs d'électricité préférentiels aux producteurs en serres, et ce, peu importe le type de culture. En 2019, les dépenses d'exploitation en serriculture ont atteint 294 M\$. La rémunération des employés représentait le tiers des dépenses, alors que les dépenses énergétiques s'élevaient à 13 %.

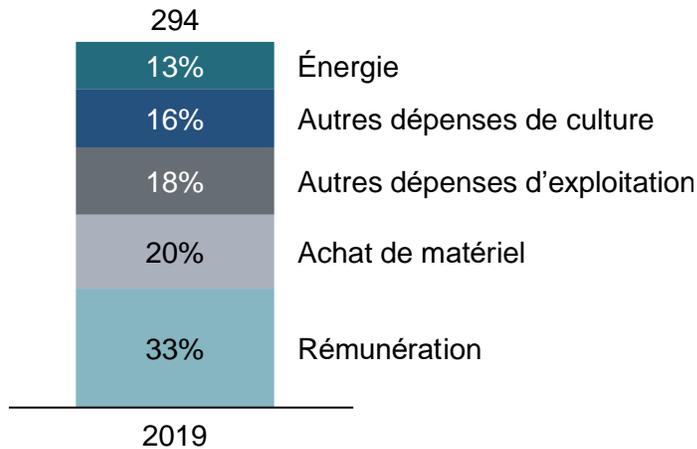
⁹⁴ Statistique Canada, tableau : 32-10-0023-01

⁹⁵ Gouvernement du Québec, Initiative ministérielle pour le développement des serres et des grands tunnels 2020-2025, disponible [ici](#)

Graphique 13

Dépenses des producteurs serricoles

Québec, 2019, pas poste de dépense, en millions \$, en %



Source : Statistique Canada, tableau : 32-10-0245-01

La main-d'œuvre

Si le secteur serricole représente une très faible proportion de la production agricole, son poids dans l'emploi agricole est nettement plus important. Le nombre d'employés au Québec est estimé à plus de 7 000, dont plus de 5 400 sont dans des serres, soit plus de 10 % de l'emploi dans l'agriculture, qui est légèrement supérieur à 50 000⁹⁶ (14-10-0355-01). Par contre, Agriculture Canada évalue le nombre d'emplois des producteurs de serres spécialisés en légumes à 1 189 au Québec en 2019, dont 789 permanents et 400 temporaires.

Environ les deux tiers de ces travailleurs sont des travailleurs saisonniers. C'est donc une industrie intensive en main-d'œuvre, plus que l'agriculture dans son ensemble, avec un salaire annuel moyen relativement bas, estimé à un peu plus de 37 000 \$ pour 2019, soit 37 % de moins que la rémunération moyenne au Québec de près de 60 000 \$.

Partiellement en raison de la rémunération relativement faible, les producteurs serricoles ont de la difficulté à recruter des travailleurs québécois pour pourvoir les postes vacants. Ils doivent donc se tourner vers des travailleurs étrangers temporaires (TET), qui représentaient en 2019 environ 45 % de la main-d'œuvre du secteur. Cette proportion pourrait être appelée à augmenter étant donné les objectifs de croissance de la filière serricole du Québec. Dans une étude présentée à la filière serricole du Québec, on estime que si la production devait doubler, les nouveaux emplois nécessaires seraient occupés à 85 % par des TET.

Enfin, les TET ne dépensent qu'une portion de leur salaire au Québec et envoient le reste dans leur pays d'origine, ce qui constitue des fuites directes limitant les retombées économiques de la production serricole.

96

Les politiques d'aide

En 2020, la Régie de l'énergie a accepté la demande d'Hydro-Québec d'octroyer des tarifs préférentiels à ses clients de l'industrie serricole, qui seront accessibles pour tout type de production. Bien qu'ils aient pour but principal d'aider les producteurs de fruits et légumes à augmenter leur production, ils constituent aussi un incitatif à la conversion des systèmes de chauffage à énergie fossile vers des systèmes à énergie renouvelable, réduisant ainsi les GES émis par le secteur.

Les effets structurants

La croissance future du secteur, une fois qu'il aura contribué par sa production à augmenter l'autonomie alimentaire du Québec, risque d'être entravée par la nature même de la production, dont la fonction première est la substitution des importations, grâce à des subventions. Elle a donc un potentiel de développement assez limité hors de nos frontières, notamment compte tenu de la nordicité. Et, paradoxalement, même si les orientations gouvernementales veulent soutenir l'autonomie alimentaire, ce sont les activités serricoles non alimentaires qui auront peut-être le plus de potentiel.

De plus, en raison de la consommation supplémentaire d'énergie, produire des fruits et légumes en hiver est susceptible d'être plus demandant en énergie qu'en été. Ces deux facteurs combinés pourraient exercer une pression à la hausse sur le prix à la consommation des fruits et légumes produits au Québec comparativement à ceux qui sont importés.

On observe toutefois dans le développement de ce secteur un degré d'innovation appréciable, tant dans les techniques et les procédés que dans l'adaptation à un marché de consommation en profonde mutation. En ce sens, le secteur des serres peut constituer un secteur à la fois créatif et flexible qui pourra avoir un effet dynamisant sur le secteur agricole dans son ensemble.

En conclusion, une industrie intensive en main-d'œuvre, à bas salaire et nécessitant un recours massif à des travailleurs étrangers temporaires, n'a pas les attributs d'une industrie stratégique. Cependant, la demande potentielle d'énergie de ce secteur est relativement faible et n'entrera donc pas en compétition avec d'autres usages. Il est toutefois possible que l'innovation dans les procédés, l'utilisation de la technologie et l'imagination dans le développement des produits puissent faire de la production serricole un élément dynamique de l'agriculture.

Les exportations d'électricité

Les éléments mis de l'avant dans ce rapport ont montré clairement que, d'un point de vue strictement économique, les exportations d'électricité génèrent nettement moins de valeur ajoutée et de retombées économiques que la transformation nationale d'électricité. Il est cependant important d'expliquer pourquoi Hydro-Québec a orienté une portion importante de sa production vers les marchés extérieurs et de tenir compte des facteurs qui ont présidé à ces choix.

Des surplus persistants

Un des éléments caractéristiques des activités d'Hydro-Québec, qui explique son recours aux réseaux extérieurs, est la présence de surplus d'électricité importants et persistants, ainsi définis par la société d'État : « Le surplus d'Hydro-Québec, ou "énergie disponible", correspond à l'électricité que l'entreprise pourrait produire au-delà du volume dont Hydro-Québec Production a besoin pour fournir l'électricité patrimoniale et respecter ses engagements contractuels auprès

d'Hydro-Québec Distribution et des réseaux voisins⁹⁷. » La capacité de production de ses centrales et de ses autres sources d'approvisionnement dépasse en fait les besoins de plus de 40 TWh par année. Ces surplus ont commencé à augmenter de façon importante en 2012 pour atteindre à partir de 2013 un niveau relativement constant jusqu'en 2022. Plusieurs facteurs, de nature physique, économique et stratégique, expliquent la présence de ces surplus :

- La nature du réseau repose essentiellement sur des ressources hydrauliques et de grands barrages, où les cycles de construction n'épousent pas les fluctuations à court terme de la demande et où la mise en service de nouvelles installations peut ajouter un surplus de puissance et d'énergie. Ce facteur est intervenu en 2012 et 2013 avec la mise en service de nouvelles centrales.
- Hydro-Québec doit également composer avec les fluctuations saisonnières de la demande, qui connaît des pointes marquées en hiver en raison des températures froides. Ces pointes hivernales ont historiquement été largement comblées par une puissance disponible à la hauteur des besoins, qui entraînaient une capacité excédentaire durant les autres périodes. L'impact de ces effets saisonniers a été atténué par des mesures de gestion de la demande de pointe, mais il n'en reste pas moins que la combinaison de la structure du réseau de production et des cycles saisonniers de la demande engendrent des surplus pendant une majeure partie de l'année.
- Le caractère aléatoire du climat affecte également la capacité de production. Déjà, dans le cas de l'énergie éolienne, la production d'énergie est tributaire de la présence de vent, ce qui fait en sorte que la contribution de l'éolien équivaut en moyenne à 35 % de la capacité installée. Dans le cas de l'électricité de source hydraulique, la production dépend du niveau d'eau dans les réservoirs et donc de la pluviométrie et d'autres facteurs climatiques. Les réservoirs des centrales hydroélectriques, en plus de jouer un rôle essentiel pour alimenter les centrales et produire de l'électricité, peuvent aussi jouer un rôle de stockage. En période de fortes précipitations, l'hydraulicité peut être si élevée que les réservoirs des bassins hydroélectriques ne peuvent plus jouer leur rôle de réserve d'énergie et créent donc des surplus qu'Hydro-Québec doit écouler pour éviter que cette eau passe par les évacuateurs de crues sans générer de revenus.
- L'apparition de surplus importants à partir de 2013 peut aussi être attribuée, en plus de divers facteurs conjoncturels, au découplage entre les prévisions historiques et l'aplanissement de la croissance de la demande, qui s'explique entre autres par la baisse de consommation des grands clients industriels au moment de l'entrée en service d'installations conçues et prévues avant le ralentissement de la demande.
- L'obligation d'Hydro-Québec de répondre aux besoins des consommateurs et des industries du Québec a engendré chez elle des pratiques de prudence la menant à se doter d'une marge de manœuvre dans ses prévisions de la demande et des ressources électriques nécessaires. Mais il n'en reste pas moins que ces pratiques ont eu pour effet d'amener Hydro-Québec à surestimer systématiquement la demande dans ses prévisions.

Les débouchés extérieurs

Hydro-Québec, contrairement à la plupart des entreprises pour qui la surproduction peut être lourde de conséquences, dispose d'un marché secondaire, celui des ventes aux réseaux voisins canadiens et américains. Hydro-Québec a développé une stratégie sophistiquée pour ces ventes

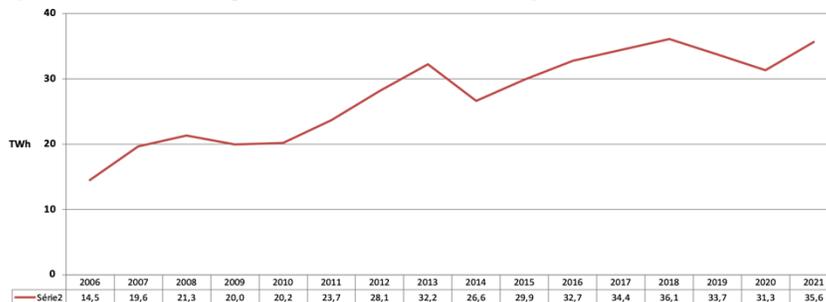
⁹⁷ Hydro-Québec, 2019, Portrait des ressources énergétiques d'Hydro-Québec, disponible [ici](#)

à l'extérieur, avec quelques contrats d'énergie garantie, et surtout des ventes sur les marchés à court terme, en plus d'achats en période de pointe.

Depuis la hausse des surplus, ces ventes dépassent en général 30 TWh et même 35 TWh par année, soit environ 20 % de la production.

Graphique 14

Exportations d'Hydro-Québec sur la période 2006-2021



Source : *Hydro-Québec, Rapport annuel*

Cependant, le rôle des exportations pour le Québec et Hydro-Québec dépasse largement leur contribution à la gestion optimale des surplus et constitue une partie intégrante de la mission de la société d'État.

C'est ce qu'exprime par exemple cet énoncé, que l'on retrouve sur le site du ministère québécois de l'Énergie et des Ressources naturelles : « Hydro-Québec produit, transporte et distribue l'électricité. Ayant pour mission de fournir une alimentation électrique de grande qualité à ses clients, tout en contribuant de manière importante à la richesse collective du Québec, cette société d'État joue un rôle central dans l'instauration d'une économie à faible empreinte carbone. Leader mondial de l'hydroélectricité et des grands réseaux électriques, Hydro-Québec exporte une énergie propre et renouvelable et valorise l'expertise québécoise ainsi que nos innovations sur les marchés mondiaux⁹⁸. » On retrouve la même idée dans les documents publics de la société d'État : « Grâce à l'exploitation de sources d'énergie propre et renouvelable, nous contribuons de manière importante à la richesse collective et nous jouons un rôle central dans l'instauration d'une économie à faible empreinte carbone. Reconnus comme des leaders de l'hydroélectricité et des grands réseaux électriques, nous exportons une énergie propre et renouvelable et valorisons notre expertise ainsi que nos innovations tant au Québec que hors Québec. »

Hydro-Québec, par ses exportations, joue donc un double rôle dans le nord-est de l'Amérique du Nord : elle contribue d'une part à sa décarbonation en offrant une énergie renouvelable pouvant remplacer l'énergie fossile, et d'autre part, à l'équilibre du réseau électrique continental grâce à ses réservoirs.

⁹⁸ Gouvernement du Québec, *L'organisation et ses engagements*, disponible [ici](#)

Des exportations rentables

La contribution des exportations au réseau électrique continental se double d'un apport positif aux résultats financiers d'Hydro-Québec. La rentabilité de ces exportations a varié au fil des ans en fonction des prix sur les marchés à court terme, largement déterminés par celui du gaz naturel, la source d'énergie concurrente qui sert de référence. Ce prix a fortement fluctué, notamment en raison du développement du gaz de schiste qui a mené à une surabondance de la ressource gazière.

Néanmoins, les revenus générés par les exportations ont été substantiels pour les années plus récentes, avec des prix moyens de 4,9 ¢ le kWh en 2019, 4,4 ¢ le kWh en 2020 et 4,7 ¢ le kWh en 2021. Ainsi, la proportion des profits provenant des exportations a été supérieure à la part des ventes destinées à l'étranger. Dans son dernier rapport annuel, Hydro-Québec note qu'en 2021, « les exportations nettes ont représenté 17 % du volume des ventes et ont généré 24 % du bénéfice net de l'entreprise⁹⁹. »

Ces résultats ont permis à la société d'État de conclure que dans plusieurs cas les ventes à l'extérieur étaient plus rentables que les ventes nationales, et donc que dans une stratégie d'affaires cohérente, il était souhaitable de miser davantage sur les exportations. En effet, plusieurs documents publics de la société d'État montrent que les exportations ont été au cœur d'une stratégie d'affaires pour augmenter la profitabilité. Le *Plan stratégique 2016-2020* le précise : « Nous devons donc trouver de nouvelles avenues de croissance pour aller au-delà de notre performance actuelle. Nous miserons sur : de nouvelles occasions d'exporter, l'acquisition d'actifs ou la prise de participations hors Québec, la commercialisation de nos innovations¹⁰⁰. » Le rapport annuel de 2017 ajoute : « Comme l'indique son *Plan stratégique 2016-2020*, Hydro-Québec prévoit doubler ses revenus d'ici 2030 afin d'augmenter son bénéfice net. Nous déployons nos activités dans **trois principaux secteurs de croissance** : les marchés d'exportation, les investissements hors Québec et la commercialisation de nos innovations¹⁰¹. »

Nous référons à des énoncés qui proviennent de plans stratégiques antérieurs à celui de 2022-2026 sur lequel se fondent maintenant les activités d'Hydro-Québec. En effet, c'est lors des exercices de planification de la dernière décennie qu'a germé la nouvelle stratégie dont nous devons maintenant mesurer les conséquences.

Dans certaines situations, les ventes à l'extérieur peuvent être plus lucratives pour Hydro-Québec que les ventes nationales. Mais cet avantage mérite d'être grandement nuancé, parce qu'il fluctue en fonction de plusieurs facteurs comme des prix changeants. Il varie également en fonction des bases de comparaison, c'est-à-dire à quelles ventes nationales on compare les exportations. Enfin, il dépend aussi des coûts associés à chaque type de client bénéficiant de cette électricité. Malheureusement, plusieurs des informations clés pour avoir une image appropriée de cette comparaison ne sont pas disponibles.

L'avantage financier procuré par les exportations est ressorti encore davantage avec les efforts d'Hydro-Québec pour remplacer sa pratique de ventes aux marchés à court terme par des ententes de puissance garantie et des contrats négociés à long terme. Le contrat avec le New England Clean Energy Connect (NECEC), de 9,45 TWh par année, prévoit un prix de 6,58 ¢US le kWh, à

⁹⁹ Hydro-Québec, 2022, *Rapport annuel 2021*, disponible [ici](#)

¹⁰⁰ Hydro-Québec, *Plan stratégique 2016-2020*, disponible [ici](#)

¹⁰¹ Hydro-Québec, 2018, *Rapport annuel 2017*, disponible [ici](#)

la frontière, indexé à 2,5 % par année. Le contrat avec la New York State Energy Research and Development Authority (NYSERDA), de 10,4 TWh par année, stipule un prix de 9,72 ¢US le kWh, au point de livraison, aussi indexé à 2,5 %. Dans l'ensemble, la valeur de ces contrats est évaluée par Hydro-Québec à 8,5 ¢ par kWh en tenant compte des coûts.

Pour donner un ordre de grandeur, une simple règle de trois montre que les revenus engendrés par l'exportation de 10 TWh seront de 850 M\$ si le prix est de 8,5 ¢/kWh, contre 470 M\$ s'il est de 4,7 ¢/kWh. De façon approximative, les deux contrats de puissance garantie pourraient procurer des revenus annuels supérieurs de 760 M\$ aux ventes sur les marchés à court terme ou à des ventes à de gros utilisateurs. Cela donne une idée des enjeux.

Il y avait donc un avantage évident pour Hydro-Québec de choisir une telle avenue, d'autant plus qu'à cet avantage des prix s'ajoutent la stabilité et la prévisibilité des revenus qui peuvent être à l'abri des fluctuations des marchés.

Un changement de paradigme

Le passage des exportations sur les marchés à court terme à la signature de contrats à long terme a des conséquences majeures qui constituent un réel changement de paradigme. Celles-ci sont assez importantes pour s'interroger sur le bien-fondé de la signature de ces contrats.

L'analyse de la partie de ce rapport portant sur l'énergie a montré que la signature des contrats de puissance garantie a eu pour effet de réduire de façon importante la marge de manœuvre d'Hydro-Québec, en plus de la placer dans une situation où ses ressources seront inférieures aux besoins à la fin de la décennie. La croissance de la demande contribue en partie à ce déséquilibre, mais ces contrats restent la principale cause.

La première conséquence de ce changement est de privilégier une utilisation de l'électricité qui génère peu de retombées économiques et qui contribue très faiblement à la création de richesse.

La deuxième conséquence est de provoquer une situation de tension sur l'équilibre offre-demande du marché domestique et d'exiger par le fait même de nouveaux approvisionnements. Ces nouveaux approvisionnements requis forceront la société d'État à ajouter à son portefeuille de nouvelles ressources en énergie et en puissance dont les coûts seront progressivement plus élevés, et ce, plus rapidement que prévu. La pression exercée sur les prix par le coût croissant des nouvelles ressources tiendra moins aux exigences de la décarbonation qu'à ce choix des exportations d'énergie garantie.

La troisième conséquence est la création de distorsions sur les marchés, qui ont un effet négatif sur le développement économique en raison des anticipations de prix plus élevés ainsi que des messages de la société d'État sur la rareté de la ressource et sa possible incapacité à satisfaire les besoins en électricité des entreprises. Ces contrats réduisent ainsi la capacité du Québec d'utiliser son électricité pour créer de la richesse. Un exemple récent, préoccupant, illustre ce phénomène. Dans une entrevue à *La Presse*, le président de Montréal International, Stéphane Paquet a déclaré : « Pour ce qui est des centres de données, nous avons arrêté la prospection active depuis quelques mois, en raison de la nouvelle réalité énergétique du

Québec¹⁰². » Cette nouvelle réalité énergétique engendre manifestement des incertitudes qui rendent difficile pour Montréal International de promouvoir une énergie disponible et abordable auprès de leurs clients potentiels.

La gouvernance

Les contrats de puissance garantie, lorsqu'ils ont été annoncés, ont été accueillis très positivement et perçus comme une réussite d'Hydro-Québec à s'affirmer sur les marchés voisins. On a ainsi salué, à juste titre, le succès commercial, mais sans se pencher sur ses implications économiques.

Il faut cependant tenir compte du contexte. La stratégie qui repose sur ces contrats a été développée à une période où le virage vers la carboneutralité n'était pas amorcé et où on ne pouvait donc pas prévoir la très forte croissance de la demande qu'il peut générer, ni l'émergence de nouvelles industries utilisatrices d'électricité. Une déclaration de l'ancien PDG d'Hydro-Québec, M. Éric Martel, dans une entrevue réalisée au début de 2019, illustre ce contexte. En réponse à une question sur ses réticences face à l'éolien, il avait déclaré : « Écoutez, j'ai exposé les faits. On est en situation de surplus pour les 20 prochaines années. C'est impossible d'augmenter nos capacités quand on déverse l'équivalent de 10 térawattheures de nos réservoirs parce qu'on ne peut transformer cette eau en électricité¹⁰³. » Cette déclaration montre à quel point la situation énergétique s'est transformée en à peine trois ans et peut expliquer pourquoi, compte tenu des informations disponibles à l'époque, Hydro-Québec cherchait à trouver des débouchés stables pour ses surplus.

Il faut également considérer le fait qu'à plusieurs égards, le choix entre les exportations et l'utilisation de l'électricité pour soutenir le développement économique est une question largement théorique. L'expérience des dernières années, et même des dernières décennies, a montré que, d'une part, la demande d'électricité pour des activités industrielles a baissé, et d'autre part, malgré tous ses efforts, le Québec n'a pas réussi à trouver en quantité suffisante des débouchés générateurs de développement économique pour ses surplus d'électricité ni à attirer des entreprises à forte consommation d'électricité qui auraient permis aux TWh disponibles de générer des retombées appréciables. Hydro-Québec et le gouvernement du Québec n'ont pas eu à faire un choix entre des exportations à faibles retombées et des usages industriels à fortes retombées. Ces investissements importants, reposant sur une forte consommation d'électricité et générant de grands impacts économiques, ont été rares. Ce qui ouvre la porte à un autre débat, celui de l'attractivité du Québec, et sa résultante, une faible croissance des investissements.

À défaut d'une solution de rechange économique pour l'utilisation de ses surplus, la société d'État n'avait pas vraiment d'autre choix que de miser sur l'exportation. Cela met en relief la situation de dépendance dans laquelle s'est trouvée la société d'État, dont les débouchés reposent en partie sur des politiques de développement économique auxquelles elle ne participe pas suffisamment et sur lesquelles elle n'a pas de contrôle. Certains axes de développement peuvent reposer sur ses propres initiatives, comme la biénergie, la gestion des pointes et le soutien à l'électrification des transports, mais la société d'État ne dispose pas des outils pour développer des stratégies industrielles ou stimuler l'investissement étranger, et n'a pas le mandat de le faire.

¹⁰³ *La Presse*, 2019, "On est une batterie pour le Nord-Est américain", dit le PDG d'Hydro, disponible [ici](#)

Dans un contexte où Hydro-Québec était tributaire de politiques économiques cherchant à utiliser l'électricité comme levier de développement, et où ces politiques n'ont pas été pleinement couronnées de succès, la stratégie de miser sur les exportations peut paraître raisonnable.

Cette situation fait ressortir un problème de gouvernance, où les stratégies énergétiques d'Hydro-Québec ne semblent pas avoir été coordonnées avec les objectifs de développement économique du gouvernement ni intégrées à ceux-ci. Cette gestion cloisonnée a permis à Hydro-Québec d'optimiser ses activités en fonction de ses propres priorités, sans harmonisation avec les autres impératifs de politiques publiques. Elle a également fait en sorte que les ministères à vocation économique n'ont pas suffisamment intégré à leurs stratégies les enjeux liés au potentiel électrique. Par ailleurs, la complexité du processus décisionnel est renforcée par la présence d'un autre organisme, la Régie de l'énergie, dont le rôle de régulateur, nécessaire, influence néanmoins certaines décisions stratégiques.

En conclusion, si on peut comprendre pourquoi Hydro-Québec a misé sur les exportations d'énergie garantie, il n'en reste pas moins que ce choix stratégique met le marché québécois dans une situation tendue, qui se résorbera, mais qui forcera la société d'État à augmenter sa capacité de production à des coûts progressivement plus élevés. Cela mènera, d'une part, à une utilisation massive de l'électricité qui ne crée pas de richesse, et d'autre part, à une situation de tension induite et transitoire entre l'offre et la demande qui forcera peut-être Hydro-Québec à octroyer les blocs d'énergie avec plus de parcimonie ou à augmenter ses prix.

Rétrospectivement, grâce aux informations dont nous disposons maintenant, on peut conclure que ce choix stratégique était moins judicieux qu'on ne pouvait le croire au moment où il a été fait. C'est le cas notamment parce que le contexte a changé et qu'il existe, en raison de la décarbonation et du développement économique, des débouchés accrus pour une utilisation domestique de l'électricité aux plus grandes retombées économiques.

En ce sens, la résiliation de l'un des deux contrats d'exportation d'énergie garantie, plus probablement celui du Massachusetts, ne constituerait pas une mauvaise nouvelle pour le Québec. Cela permettrait au Québec de retrouver une marge de manœuvre sur le plan énergétique, à condition que les institutions responsables du développement économique réussissent à exploiter davantage ce levier de développement et à profiter pleinement des avantages qu'une source d'énergie propre confère dans un cycle qui sera dominé ici et ailleurs par les impératifs de la décarbonation.

3.4. Conclusions

Notre analyse a montré que c'est la transformation de l'électricité sur le territoire québécois qui génère le plus de retombées économiques pour la société québécoise. Toutes les utilisations domestiques de l'électricité que nous avons étudiées, l'aluminium, les serres, les centres de données, l'hydrogène vert ont des impacts économiques positifs. Notre analyse multi-critères montre également l'importance de tenir compte, dans l'attribution de gros blocs d'électricité, de la valeur ajoutée qu'apportent les projets. Les exportations d'électricité ont une place de choix dans un portefeuille d'allocations, en raison des revenus qu'elles procurent et du rôle d'Hydro-Québec dans le réseau hydroélectrique nord-américain dans la mesure où elles ne se font pas au détriment des besoins domestiques à forte valeur ajoutée pour l'économie du Québec.

Quatrième partie : **Le rôle de l'électricité dans la décarbonation**

4.1. Les spécificités du Québec

L'électricité renouvelable jouera un rôle central dans la décarbonation des sociétés, au Québec comme ailleurs, parce que c'est dans la plupart des cas cette forme d'énergie qui sera la plus appropriée et la plus économique pour remplacer les énergies fossiles émettrices de gaz à effet de serre.

La transition vers une économie sobre en carbone reposera également sur de nombreuses approches, comme la densification de l'habitat, le transport durable, les transformations des productions agricoles, le changement des habitudes de consommation vers des produits et services moins intenses en carbone, la réduction de la consommation, la gestion des déchets et l'efficacité énergétique, ou encore sur des outils pour modifier les pratiques comme les normes financières intégrant les coûts environnementaux, la fiscalité et la fixation d'un prix pour le carbone.

Le recours à l'électricité restera néanmoins un vecteur majeur de décarbonation. Et il prendra des formes particulières au Québec en raison des particularités de son bilan énergétique.

En premier lieu, dans de nombreux pays ou régions, le remplacement des énergies fossiles par de l'électricité renouvelable exigera des investissements massifs et des transitions difficiles, parce que l'électricité est actuellement produite en tout ou en partie par des énergies fossiles, surtout le gaz et le charbon. Le Québec, dont la quasi-totalité de la production d'électricité est propre, surtout hydraulique, mais aussi éolienne, n'a pas à affronter cet enjeu.

Ainsi, les émissions de GES par habitant du Québec sont les plus faibles en Amérique du Nord. En effet, la disponibilité d'une électricité propre et son bas prix ont encouragé les utilisateurs, tant résidentiels que commerciaux, à y recourir pour des usages qui reposent ailleurs sur les hydrocarbures, comme le chauffage. Les documents gouvernementaux soulignent souvent cette performance, notamment dans le *Plan pour une économie verte 2030* (PEV): « Parmi les cinquante États américains et les treize provinces et territoires canadiens, le Québec est l'endroit où l'on émet le moins de gaz à effet de serre par habitant avec des émissions d'environ 9,5 tonnes par habitant¹⁰⁴. » La base de comparaison est toutefois trompeuse, parce que les États-Unis sont au sommet des pays émetteurs de GES par habitant. Par rapport à l'Europe, le Québec se situe plutôt dans le peloton¹⁰⁵.

Il n'est pas inutile de rappeler que cette performance, illustrée dans le graphique suivant, est moins le résultat des efforts des citoyens ou des politiques gouvernementales en matière de décarbonation que celui de ses particularités.

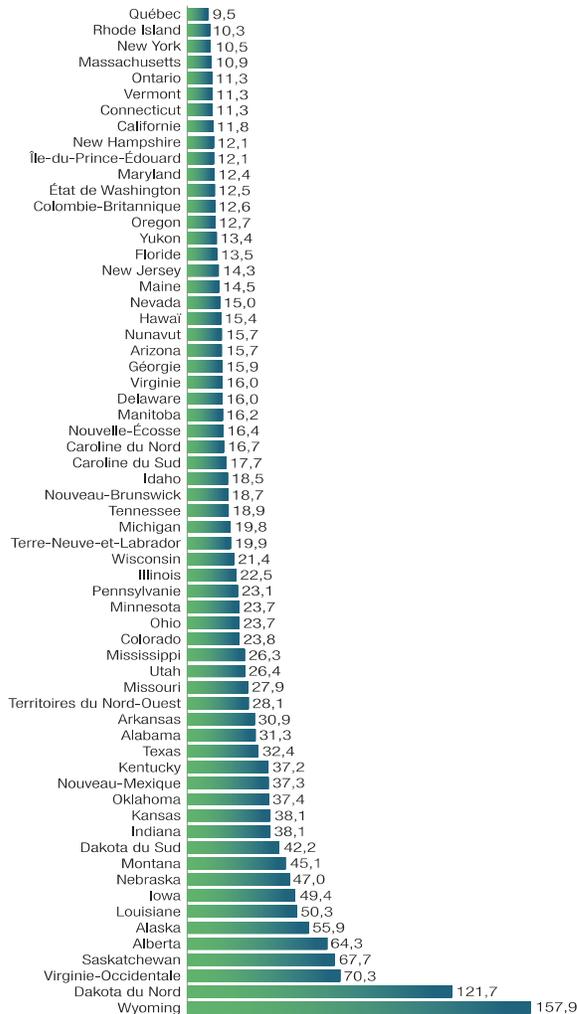
¹⁰⁴Gouvernement du Québec, 2020, *Plan pour une économie verte*, disponible [ici](#)

¹⁰⁵ Banque Mondiale, Centre d'analyse des informations relatives au dioxyde de carbone, division des sciences de l'environnement, Oak Ridge National Laboratory, *Émissions de CO2*, disponible [ici](#)

Graphique 15

Émissions de gaz à effet de serre par habitant au Québec, dans les provinces et territoires canadiens et dans les États américains

En tonnes équivalent CO₂

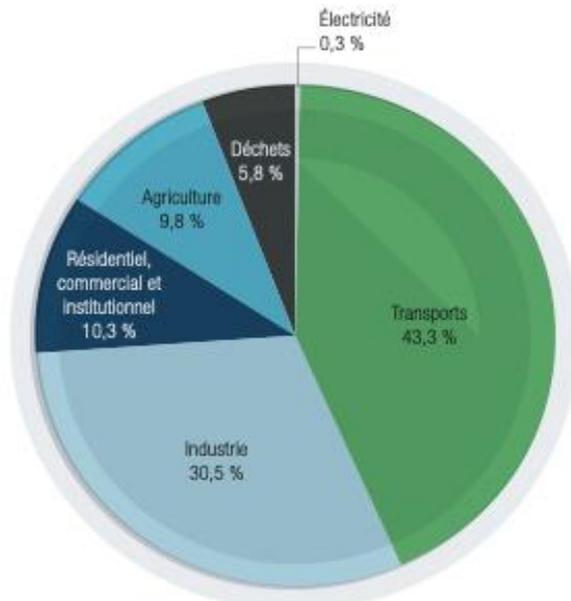


Source : Gouvernement du Québec, 2020, Plan pour une économie verte

Cette spécificité due au territoire fait cependant en sorte que le Québec, pour réduire ses GES, n'a pas accès à des solutions qui donnent des résultats à la fois rapides et importants, par exemple la fermeture de centrales au charbon. En d'autres termes, les premières unités de réduction de GES vont coûter plus cher au Québec. Les particularités du bilan énergétique québécois font également en sorte que la répartition des émissions de GES diffère de celles des autres régions. Les émissions résidentielles, commerciales et institutionnelles sont proportionnellement moins importantes qu'ailleurs en raison du recours à l'électricité pour le chauffage et celles de la production d'énergie sont faibles, tandis que le poids du transport dans le bilan carbonique est très élevé. Cette répartition affecte la hiérarchisation des priorités dans les efforts de réduction des GES.

Graphique 16

Répartition des émissions de gaz à effet de serre au Québec, par secteur d'activité – 2017



Source : Gouvernement du Québec, 2020, *Plan pour une économie verte*

La relative abondance d'électricité propre et l'importance du transport dans le bilan carbone québécois font en sorte que l'électrification des transports représente une part importante des efforts prévus de réduction des GES, comme le note le plan d'action gouvernemental : « Parmi les réductions d'émissions de GES que les outils de modélisation permettent d'anticiper, près de la moitié des réductions prévues proviendront du secteur des transports¹⁰⁶. » Le poids de l'électrification des transports dans les efforts de décarbonation s'explique aussi par le fait que cette mesure, qui consiste essentiellement à changer de véhicule et de carburant, n'exige pas des citoyens des efforts comportementaux aussi marqués que, par exemple, le passage du véhicule personnel au transport en commun ou l'imposition d'une taxe carbone salée. Les infrastructures de recharge nécessaires sont également moins coûteuses et plus rapides à implanter.

Comme le montre le tableau suivant¹⁰⁷ sur les réductions de GES ciblées pour la période de 2022 à 2027, le gouvernement du Québec prévoit que 7,6 millions de tonnes équivalent CO₂ (Mt éq. CO₂) proviendront des transports, essentiellement grâce à la conversion de 1,6 million de véhicules à l'essence vers l'électricité¹⁰⁸.

¹⁰⁶ Gouvernement du Québec, 2022, *Plan de mise en œuvre 2022-2027*, disponible [ici](#)

¹⁰⁷ Ibid.

¹⁰⁸ Ibid.

Tableau 14

Répartition des émissions de gaz à effet de serre au Québec, par secteur d'activité – 2017 Impacts estimés des actions en cours ou prévues au Québec sur la réduction des émissions de GES en 2030
En million de tonnes équivalent CO₂ et en pourcentage des réductions estimées

	en Mt éq. CO ₂	en pourcentage
Transports	-7,6	47,7
Industries	-5,6	34,9
Bâtiments	-2,0	12,5
Autres secteurs non couverts par le marché du carbone	-0,8	4,8
TOTAL	15,9	100,0

Source : Gouvernement du Québec, 2022, Plan de mise en œuvre 2022-2027

Rappelons que l'objectif du gouvernement du Québec pour 2030, le même que celui du gouvernement précédent, consiste à réduire les émissions de GES de 37,5 % sous leur niveau de 1990¹⁰⁹. « L'atteinte de la cible fixée pour 2030 correspond à un niveau d'émission de 54 millions de tonnes équivalent CO₂ en 2030. Or, on estime que les émissions de gaz à effet de serre du Québec pourraient se chiffrer à 83 millions de tonnes équivalent CO₂ en 2030, sans la poursuite des efforts actuels ou la mise en œuvre de nouvelles mesures. L'effort de réduction est donc estimé à 29 millions de tonnes équivalent CO₂. »¹¹⁰

Notons que dans le *Plan de mise en œuvre 2022-2027*, les réductions de GES visées, soit 15,9 Mt éq. CO₂, décrites au tableau précédent, ne représentent que 51 % de la cible à atteindre. Notons aussi que comme les réductions citées dans ce tableau pour les transports et les bâtiments proviennent d'un remplacement des énergies fossiles par l'électricité, et que c'est également le cas d'une proportion des réductions prévues dans les industries, l'essentiel du projet de décarbonation du gouvernement repose pour l'instant sur la conversion vers l'électricité.

Les facteurs susmentionnés, les spécificités du bilan énergétique du Québec, soit la répartition des GES et l'abondance d'électricité renouvelable, ainsi que la dépendance du PEV 2030 envers la substitution énergétique feront en sorte qu'Hydro-Québec sera fortement sollicitée dans les efforts de décarbonation.

Les différentes utilisations de la ressource électrique peuvent entrer en concurrence. Dans cette partie du rapport, nous comparerons leurs contributions respectives aux objectifs de réduction des GES.

¹⁰⁹ Gouvernement du Québec, Engagements du Québec – Nos cibles de réduction d'émissions de GES, disponible [ici](#)

¹¹⁰ Gouvernement du Québec, 2020, *Plan pour une économie verte*, disponible [ici](#)

Par ailleurs, la contribution de l'électricité à la lutte aux changements climatiques prend également une autre forme au Québec, en réduisant les émissions de GES hors des frontières de la province, soit en exportant de l'électricité verte vers les réseaux voisins dont la production d'électricité dépend en partie d'énergies fossiles, soit en exportant des produits qui, avec l'apport de l'électricité verte, remplaceront des produits au bilan carbonique plus élevé, soit en attirant sur le territoire québécois des activités qui généreront moins de GES grâce à une énergie renouvelable.

En soi, les changements climatiques représentent un enjeu planétaire et les GES émis par l'activité humaine ne connaissent pas de frontières. Mais à l'heure actuelle, les États, qui travaillent à cette question¹¹¹, n'ont pas encore mis au point une approche formelle de prise en compte des inventaires de GES d'une façon qui, entre autres, éviterait la double comptabilité. Dans l'état actuel des choses, la réduction des GES dans un État américain grâce à de l'électricité verte québécoise sera créditée à cet État. Ainsi, des études importantes, comme *Vers un Canada carboneutre*¹¹², auxquelles a participé l'Institut de l'énergie Trottier, limitent leurs bilans aux réductions intérieures, notamment parce que les protocoles internationaux pour intégrer les effets hors frontières n'ont pas encore été adoptés. De la même façon, l'inventaire québécois des émissions de gaz à effet de serre, qui sert de référence pour mesurer l'évolution et la répartition des émissions de GES, ne porte que sur les émissions sur le territoire québécois. Les cibles de réduction des GES du PEV 2030 portent elles aussi uniquement sur les émissions au Québec.

Par contre si cela ne fait pas partie de leurs objectifs, le gouvernement du Québec et Hydro-Québec estiment que les faibles émissions de GES générées hors frontières grâce à l'électricité sobre en carbone du Québec représentent une contribution environnementale québécoise.

Puisque la contribution de l'électricité québécoise à la réduction des GES ailleurs est définie comme un objectif de politique publique, il nous paraît approprié de mesurer cette contribution, en la distinguant toutefois de la réduction des GES inscrite à l'inventaire québécois.

La distinction à apporter entre les types de contributions permet de prendre en compte le fait que les gouvernements, liés par leurs engagements à réduire les émissions de GES dont ils sont responsables, voudront prioriser les interventions qui leur permettront d'atteindre leurs propres objectifs.

Dans les pages suivantes, nous proposons un survol rapide des principales contributions de l'électricité québécoise à la réduction des GES, de leur importance et de leur efficacité relative, pour les situer dans un contexte où les attributions de blocs d'électricité devront concilier l'atteinte d'objectifs environnementaux et économiques.

¹¹¹ Gouvernement du Canada, *Explorer les ajustements à la frontière pour le carbone pour le Canada*, disponible [ici](#)

¹¹² Institut canadien des choix climatiques, 2021, *Vers un Canada carboneutre, S'inscrire dans la transition globale*, disponible [ici](#)

4.2. La contribution aux objectifs de réduction des GES au Québec

L'impact en matière de décarbonation peut être mesuré de diverses façons. Dans ce rapport, nous proposons deux approches qui se complètent. La première approche consiste à évaluer la réduction de GES par MWh. Il existe déjà des mesures de réduction en % ou en \$/tonne de réduction, mais dans la présente réflexion on peut se concentrer sur la réduction des GES en fonction de l'électricité consommée. Cet angle est plus approprié si l'on doit tenir compte des choix à faire dans l'allocation de l'électricité.

La seconde approche élargit le concept de réduction par MWh pour tenir compte de la valeur ajoutée additionnelle en matière d'impacts sur la décarbonation. Elle va au-delà de l'effet lié à la substitution d'une énergie fossile pour une énergie électrique propre, afin de tenir compte de l'impact supplémentaire de l'utilisateur de l'électricité sur le plan décarbonation.

Dans le cas des deux approches, le présent rapport illustre de manière partielle comment ces cadres et outils pourraient être utilisés. Contrairement au volet économique, ce type d'évaluation est plus difficile à faire et les outils de mesure sont à raffiner.

Dans un premier temps, nous examinons les utilisations de blocs importants d'électricité permettant de réduire des émissions de GES sur le territoire québécois, et donc de contribuer aux cibles de décarbonation du Québec.

Ces utilisations sont de deux ordres. Il s'agit, d'une part, de l'affectation de blocs d'électricité à des usages liés à des politiques d'amélioration du bilan carbonique, surtout l'électrification des transports et le remplacement des énergies fossiles dans le chauffage des bâtiments, et d'autre part, des utilisations de l'électricité permettant de réduire les émissions de GES au Québec par des entreprises ou des secteurs industriels.

L'électrification des transports

Près du quart (24,4 %) de la réduction des GES au Québec pour atteindre la cible en 2030 reposera selon le dernier document de mise en œuvre du PEV 2030 sur l'électrification des transports, essentiellement par le passage des véhicules légers de l'essence à l'électricité. Dans cette mise à jour, on revoit les cibles à la hausse et on fait passer le nombre prévu de véhicules électriques de 1,1 million à 1,6 million pour 2030. Les projections du plan de mise en œuvre 2022-2027 établissent la réduction des émissions que ces conversions permettront à 7,6 Mt éq. CO₂.

Notons que ce nouvel objectif, annoncé à la fin avril, a été rendu public après le dépôt par Hydro-Québec de l'*État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029*, et de son *Plan stratégique 2022-2026*. Les prévisions de demande d'Hydro-Québec que nous avons décrites dans les pages précédentes reposaient sur la présence de 1,0 million de véhicules sur les routes à l'horizon 2029. Le passage de 100 000 véhicules électriques en 2019 à 1,0 million en 2029 exigeait, selon ces prévisions, 3,9 TWh. L'augmentation de cette cible à 1,5 million dans le PEV 2030 puis à 1,6 million dans le plan de mise en œuvre entraînera une hausse des besoins en électricité au cours de la décennie.

Avec des hypothèses basées sur un kilométrage annuel de 20 000 km, des émissions annuelles moyennes de 4,6 tonnes de CO₂ par véhicule au Canada et une consommation moyenne de 21 kWh par 100 km, l'étude PCEE établit que l'intensité de la réduction du carbone liée à l'électrification des véhicules est de 1,19 tonne de CO₂/MWh. Dans l'ensemble, l'atteinte de la cible gouvernementale de 1,6 million de véhicules, un objectif extrêmement ambitieux, représenterait donc une réduction de 7,06 Mt éq. CO₂.

La réduction des énergies fossiles dans le chauffage

Pour le chauffage des bâtiments, si la réduction des GES passe en partie par le choix des matériaux et l'efficacité énergétique, une part importante des réductions prévues de 2,0 Mt éq. CO₂ dépend du remplacement des énergies fossiles. Le PEV 2030 prévoit l'élimination complète du mazout d'ici 2030. Quant au remplacement du gaz naturel, il repose sur une conversion progressive et partielle : « Le gouvernement a pour objectif d'électrifier une part croissante du chauffage actuellement assuré par le gaz naturel. Cela réduira les émissions de gaz à effet de serre, tout en améliorant la balance commerciale du Québec. Une conversion partielle du gaz naturel vers l'électricité devra s'inscrire dans une approche globale et équilibrée, fondée sur une complémentarité optimale des réseaux électrique et gazier. En effet, l'électrification à 100 % du chauffage ne constituerait pas une utilisation de l'électricité optimale pour le Québec. Une telle approche occasionnerait un important enjeu de pointe, à certaines heures de l'hiver, quand la consommation électrique atteint un niveau maximal. Elle aurait également un effet négatif sur les coûts pour l'ensemble des clients¹¹³. »

Une partie de cette cible pourra être atteinte par le programme de biénergie proposé par Hydro-Québec en collaboration avec Énergir, qui consiste à convertir les bâtiments résidentiels et commerciaux actuellement chauffés au gaz naturel de façon à ce qu'ils utilisent le plus souvent l'électricité, mais passent au gaz lors des périodes de forte demande pour réduire la pression de la pointe.

Dans un communiqué, les deux entreprises soulignent l'appui gouvernemental à leur initiative : « Le gouvernement du Québec a participé activement à l'élaboration de la solution et a signifié son appui en publiant un décret de préoccupations économiques, sociales et environnementales dans lequel il souligne l'importance du projet dans l'atteinte des cibles du Plan pour une économie verte 2030 (PEV 2030)¹¹⁴. » Ce concept novateur requiert l'approbation de la Régie de l'énergie, qui doit notamment accorder l'accès au tarif DT, destiné aux usagers recourant à deux formes d'énergie.

Le programme suscite toutefois de la résistance. D'abord, les milieux environnementaux s'y opposent, soulignant que ce système perpétue l'usage d'une énergie fossile. C'est aussi le cas des organismes de défense des consommateurs, car le programme, pour être couronné de succès, comporte des coûts, notamment une compensation à Énergir pour la perte de revenus qui provoquerait une hausse des frais d'exploitation et donc des tarifs pour l'ensemble des consommateurs.

¹¹³ Gouvernement du Québec, 2020, *Plan pour une économie verte*, disponible [ici](#)

¹¹⁴ Hydro-Québec, 2021, *Hydro-Québec et Énergir : partenariat inédit pour réduire les émissions de gaz à effet de serre*, disponible [ici](#)

Les taux de conversion à la biénergie visés par Hydro-Québec et Énergir sont ambitieux, avec 98 % pour le résidentiel et 72 % pour le commercial.

Selon un communiqué émis par les deux entreprises, « l'électrification accrue des bâtiments grâce à la biénergie permettra d'éviter 540 000 tonnes d'équivalent CO₂ d'ici 2030¹¹⁵. » Par ailleurs, selon les prévisions d'Hydro-Québec, le programme entraînera des besoins supplémentaires de 3,2 TWh en 2029.

En bref, le programme permettra une réduction de 0,17 Mt éq. CO₂ par TWh, un effet moindre que celui de l'électrification des transports, par exemple, notamment parce que l'utilisation intermittente du gaz surviendra dans des périodes de forte consommation.

La serriculture

Le soutien à l'industrie serricole québécoise peut être défini comme une intervention dont les principaux effets, en ce qui concerne la réduction des GES, se feront sentir sur le territoire québécois. La production serricole nationale, en remplaçant des importations, peut certes réduire les impacts carboniques liés au transport de produits importés. Mais ces gains, limités, ne sont pas comptabilisés dans l'inventaire québécois des GES. Le principal effet des mesures de soutien à l'industrie sera d'encourager la conversion vers l'électricité pour le chauffage des serres.

La politique gouvernementale intitulée Stratégie de croissance des serres 2020-2025, développée dans le sillage de la pandémie, vise à doubler la production serricole, d'abord pour augmenter l'autonomie alimentaire du Québec. Elle repose toutefois sur des politiques de soutien à l'utilisation de l'électricité comme forme d'énergie, par le biais de l'accès à un tarif préférentiel, approuvé par la Régie de l'énergie, et par une aide financière gouvernementale. La demande de ce secteur, de 0,5 TWh en 2021, devrait passer à 1,1 TWh en 2026 et se maintenir à ce niveau jusqu'au terme de la prévision en 2029¹¹⁶. Ces besoins resteront donc modestes.

Selon l'analyse de PCEE, le chauffage, l'éclairage et le fonctionnement des appareils de gestion du climat représentent entre 14 % et 25 % des dépenses d'exploitation des serres. L'étude cite un document produit par l'Institut de recherche et de développement en agroenvironnement (IRDA)¹¹⁷, qui, bien qu'il date, montre que le chauffage des serres repose largement sur des sources fossiles.

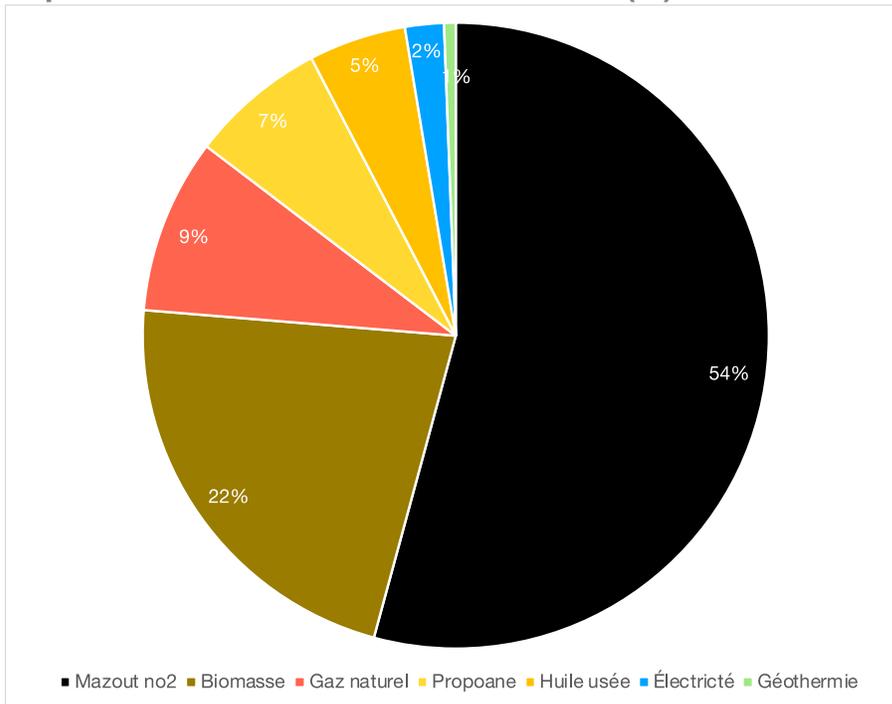
¹¹⁵ Ibid

¹¹⁶ Hydro-Québec, 2021, *État d'avancement 2021 du plan d'approvisionnement 2020-2029*, disponible [ici](#)

¹¹⁷ IRDA, 2017, *Consommation d'énergie et émissions de gaz à effet de serre en production serricole au Québec*, disponible [ici](#)

Graphique 17

Superficies chauffées entre 2010 et 2015 (%)



Source : IRDA

Le tableau suivant montre quel pourrait être l'impact de la conversion à l'électricité selon la source d'énergie remplacée, en tonnes de CO₂ évitées, selon les données de PCEE.

Tableau 15

Intensité carbone par type de carburant remplacé par de l'électricité (tonne de CO₂ / MWh)

Mazout n°2	0,25
Gaz Naturel	0,18
Gaz propane	0,21

Source : US Energy Information Administration, *How much carbon dioxide is produced when different fuels are burned?* Disponible [ici](#)

Ainsi, l'effet de la conversion peut être relativement important pour le parc de serres, parce que le recours aux énergies fossiles y est répandu, bien que selon PCEE, une utilisation croissante des énergies renouvelables ait été observée.

Cependant, l'essentiel du programme gouvernemental consiste à soutenir la croissance de l'industrie serricole en doublant la production, et donc en augmentant les surfaces de production. Ces nouvelles installations, qui solliciteront les ressources d'Hydro-Québec, reposeront dès le départ sur une alimentation électrique. Par définition, elles ne contribueront donc pas à la réduction des GES, puisqu'elles n'auront pas à passer des énergies fossiles à l'énergie renouvelable.

L'impact du développement des serres recourant à l'électricité sera donc limité, en raison de la taille modeste du secteur, et parce que la décarbonation n'affectera qu'environ la moitié du parc serricole, soit celle qui était en activité avant le développement des politiques de développement du secteur.

L'industrie et les procédés industriels

Le secteur industriel est une source importante de GES, avec 31 % du total des émissions selon l'inventaire de 2019¹¹⁸. Dans le plan de mise en œuvre du PEV 2030, la cible de réduction de GES pour ce secteur est de 5,6 Mt éq. CO₂, soit 35,2 % du total. Ces réductions peuvent provenir de diverses sources, y compris l'efficacité énergétique, la conversion à des sources d'énergie plus sobres en carbone et des changements dans les procédés industriels.

Une partie de l'effort de réduction des émissions du secteur portera sur la conversion à l'électricité là où c'est possible. Elle n'apparaît toutefois pas dans le PEV 2030 ni dans les prévisions d'Hydro-Québec, pour qui cette hausse de la demande peut être compensée par une baisse d'activité dans certains secteurs ou des progrès de l'efficacité énergétique dans d'autres. De plus, l'efficacité énergétique, en réduisant la demande, ne crée pas de besoins supplémentaires à combler par la société d'État.

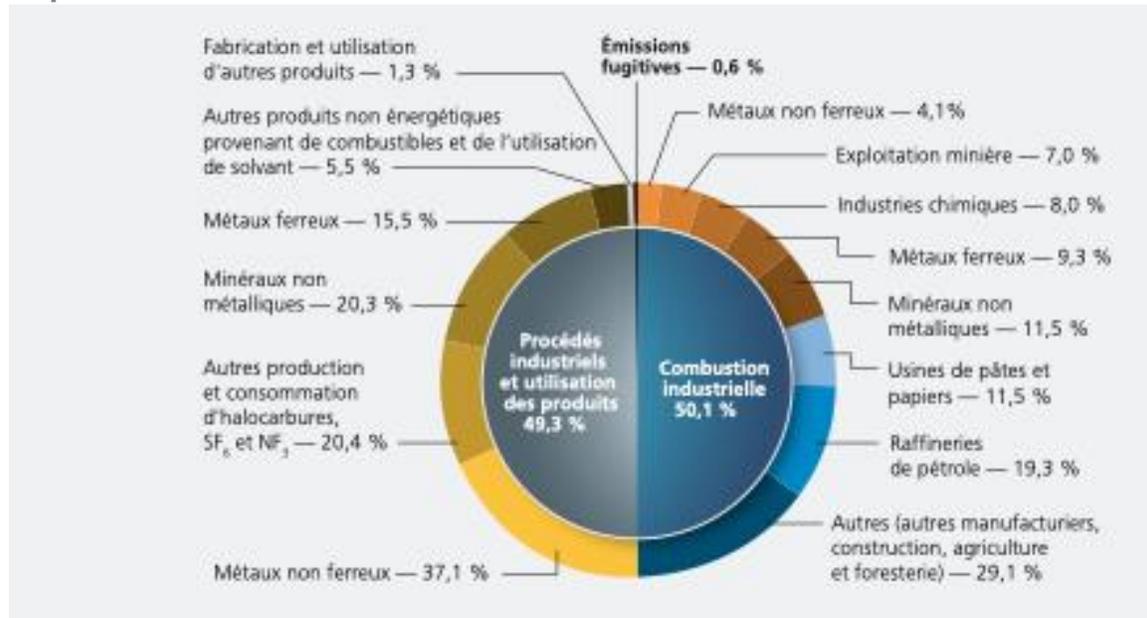
L'électricité peut également contribuer à la décarbonation en permettant de modifier les procédés industriels. L'aluminium en est un exemple intéressant, étant donné que l'industrie de l'aluminium primaire est probablement celle dont les émissions de GES sont les plus élevées au Québec.

Sur un total de 84,32 Mt éq. CO₂ émis au Québec selon l'inventaire 2019, 24,8 Mt éq. CO₂, soit 29,4 %, le sont par le secteur industriel. Au sein du secteur, 49,3 % des émissions sont attribuées aux procédés industriels et à l'utilisation de produits, et 50,1 % à la combustion industrielle. Enfin, 37,1 % des émissions attribuées aux procédés proviennent du secteur des métaux non ferreux. Ce secteur ne comporte plus qu'une industrie, l'aluminium, depuis l'arrêt de la production de magnésium.

¹¹⁸ Gouvernement du Québec, 2021, *Inventaire québécois des émissions des gaz à effet de serre en 2019 et leur évolution depuis 1990*, disponible [ici](#)

Graphique 18

Répartition des émissions de GES industrielles en 2019



Source : Gouvernement du Québec, 2021, *Inventaire québécois des émissions des gaz à effet de serre en 2019 et leur évolution depuis 1990*

Avec des émissions de 4,54 Mt éq. CO₂ en 2019, l'aluminium représente 5,4 % des émissions totales du Québec. La proportion très importante occupée par cette seule industrie s'explique notamment par la taille du secteur. L'industrie a par ailleurs grandement réduit ses émissions, surtout grâce à une transformation de ses procédés. Il n'en reste pas moins que les procédés actuels engendrent des émissions élevées. Dans un mémoire présenté au gouvernement¹¹⁹, l'industrie estime d'ailleurs être incapable de réduire davantage ses émissions à court terme à cause des contraintes imposées par les procédés.

Cependant, dans une perspective de décarbonation et d'atteinte de la carboneutralité, la question des émissions de GES de l'industrie de l'aluminium primaire, en raison de son poids dans l'inventaire, doit être résolue.

Deux entreprises, Alcoa et Rio Tinto, ont établi un partenariat auquel participe Apple, pour mettre au point un procédé carboneutre, ELYSIS, dont le développement se fait au Québec. Si la technologie tient ses promesses et si son implantation est rapide, elle permettra d'atteindre les objectifs de décarbonation. Cependant, le procédé exigera davantage d'électricité, avec des besoins supplémentaires estimés à 5 TWh. Il s'agit là d'un cas où l'utilisation de l'électricité s'avérerait efficace dans les efforts de décarbonation, avec une élimination de 0,91 tonne par TWh.

¹¹⁹ AAC, 2015, *Mémoire présenté devant la Commission des transports et de l'environnement dans le cadre des consultations particulières et auditions publiques sur le document de consultation intitulé : Cible de réduction d'émission de gaz à effet de serre du Québec pour 2030*

L'hydrogène vert

Nous classons également l'hydrogène vert dans les secteurs industriels utilisateurs d'électricité dont les effets positifs sur le bilan carbonique se feront d'abord sentir sur le territoire québécois. Parce que son utilisation première sera le remplacement de sources d'énergie ou de procédés qui ne peuvent pas l'être par de l'électricité, par exemple de façon directe dans la sidérurgie et le transport maritime, ou encore de façon indirecte dans la production d'ammoniac. Ce produit, en profitant de l'avantage dont le Québec dispose avec son électricité renouvelable, , mais il est trop tôt pour savoir s'il s'agira d'une utilisation avisée des ressources électriques québécoises.

Rappelons que l'hydrogène est qualifié de « vert » quand il est produit à partir de ressources renouvelables, par opposition à l'hydrogène bleu, dont la production à partir de gaz naturel est compensée par une captation du carbone, et à l'hydrogène gris, produit à partir de sources fossiles.

Comme nous l'avons vu dans la partie du rapport portant sur les aspects économiques, s'il est évident que l'hydrogène jouera un rôle important, il est difficile d'évaluer sa pénétration avec un minimum de précision parce que de nombreuses inconnues subsistent quant à l'évolution des prix de l'hydrogène vert, plus coûteux que l'hydrogène bleu, aux technologies qui se développeront et à la nature des marchés de distribution.

On peut noter que pour l'instant, la production est minimale au Québec, avec des productions à petite échelle ou expérimentales, comme celle d'Air Liquide. Les prévisions d'Hydro-Québec estiment que les besoins pour cette filière seront faibles d'ici 2029, avec 0,9 TWh. On peut en conclure que le développement de la filière se fera surtout dans la prochaine décennie.

S'il est difficile d'évaluer la place qu'occupera l'hydrogène, il est encore plus difficile de mesurer sa contribution à la réduction des GES et donc, ultimement, sa contribution à l'atteinte de l'objectif d'utiliser de l'électricité dans sa production. Dans le cas où l'hydrogène ou un de ses dérivés est utilisé comme carburant, on peut toutefois estimer cette contribution. C'est ce que fait le rapport PCEE.

Tableau 16

Intensité carbone par type de carburant remplacé par de l'hydrogène (tonne de CO₂/MWh)

Mazout n°2	0,16
Gaz Naturel	0,12
Gaz propane	0,14

Source : H2tools.org, IEA

Le tableau précédent permet d'évaluer la contribution possible de l'hydrogène dans les utilisations où il remplacera des carburants, là où l'électricité ne serait pas une solution pratique et économique, comme dans le transport lourd, ferroviaire ou maritime, où, par exemple, l'ammoniac produit à partir d'hydrogène peut être un carburant de remplacement.

Cependant, dans de nombreux cas, l'utilisation de l'hydrogène n'a pas seulement pour but de remplacer des carburants, mais intervient dans les procédés, avec des effets qui varieront selon les spécificités de chaque industrie.

Dans tous les cas de figure, il faut tenir compte des contraintes de production. La quantité d'électricité nécessaire pour produire de l'hydrogène est importante, soit 50 MWh pour une tonne d'hydrogène. Cette même tonne d'hydrogène contient toutefois seulement l'équivalent de 33 MWh¹²⁰. Il faut donc 1,5 MWh pour produire 1 MWh provenant de l'hydrogène. Cet enjeu d'inefficacité a été bien illustré par la Chaire de gestion de l'énergie de HEC Montréal dans le cas du transport personnel : « avec les 55 kWh requis pour produire 1 kg d'hydrogène par électrolyse, une voiture électrique peut parcourir 350 km. En revanche, une voiture à hydrogène, avec ce kilogramme d'hydrogène (requérant 55 kWh pour être produit), ne parcourra que 100 km¹²¹. »

Ces éléments nous permettent de souligner que l'hydrogène peut jouer un rôle essentiel pour la décarbonation là où d'autres solutions ne sont pas applicables et, qu'à ce titre, il constitue quelque sorte une solution de dernier recours. Si le coût de la solution est élevé sur le plan de l'électricité requise, sa contribution sera nécessaire, quoiqu'il soit encore difficile de la quantifier.

¹²⁰ Carbon Commentary, 2021, *Some rules of thumb of the hydrogen economy*, disponible [ici](#)

¹²¹ Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, 2022, *État de l'énergie au Québec*, disponible [ici](#)

4.3. La réduction des GES hors frontières

Les deux plus importantes utilisations économiques de l'électricité québécoise, soit les exportations et la production d'aluminium primaire, ont un impact positif sur la réduction des GES à l'extérieur de nos frontières. Dans le cas des exportations, en remplaçant une électricité produite aux États-Unis avec de l'énergie fossile, et dans le cas de l'aluminium, en permettant d'éviter le recours, surtout sur le marché américain, à de l'aluminium provenant de pays où l'électricité n'est pas verte. Pour mesurer ces effets, il faut tenir compte de la nature de ces filières et de leurs cycles particuliers.

Les exportations

Le rapport PCEE déjà cité propose une analyse très détaillée de l'apport de l'électricité québécoise exportée vers les réseaux voisins.

Qu'elle soit exportée en vertu d'échanges sur les marchés à court terme, comme c'est le cas maintenant, ou de contrats de puissance garantie à long terme, comme cela sera le cas dans quelques années, cette électricité contribue à réduire les GES aux États-Unis en remplaçant une électricité issue en partie d'énergies fossiles par une électricité verte renouvelable à zéro émission.

Le gain, en matière de réduction des GES, dépendra essentiellement de la composition du portefeuille de production d'électricité des États américains destinataires, soit la proportion d'énergies renouvelables (hydroélectricité, éolien, solaire) et d'énergies fossiles (pétrole, charbon, gaz). Le rapport PCEE note que ce portefeuille a évolué, avec l'élimination du charbon et du pétrole comme sources de production, dont l'intensité carbone est plus élevée que celle du gaz naturel qui a pris le relais, et avec la présence croissante de ressources renouvelables, surtout l'éolien.

C'est donc dire que l'effet bénéfique des exportations d'électricité québécoise est moindre que dans les décennies précédentes et que cet avantage se réduira progressivement dans les années à venir à mesure que le portefeuille électrique de ces régions américaines migrera davantage vers les énergies renouvelables.

Mais il n'en reste pas moins que la contribution de ces exportations à la décarbonation est significative. Ce qu'il faut surtout retenir de l'analyse, c'est que l'intensité carbone moyenne pour l'État de New York est passée de 0,84 tonne de CO₂/MWh en 2005 à 0,42 tonne de CO₂/MWh en 2021, soit une baisse de 50 %. Pour le marché de la Nouvelle-Angleterre, cette valeur est passée de 0,88 tonne de CO₂/MWh en 2005 à 0,54 tonne de CO₂/MWh en 2021, soit une baisse de 38 %. Dans le cas du contrat avec la NYSERDA, si on suppose que l'intensité carbone de 0,42 tonne de CO₂/MWh est stable, pour ajuster ces données aux unités de mesure déjà utilisées, un TWh d'électricité permettra une réduction de 0,420 Mt éq. CO₂. Autrement dit, l'exportation de 10,4 TWh vers l'État de New York permettra la réduction de 4,368 Mt éq. CO₂ annuellement. Pour la Nouvelle-Angleterre, chaque TWh déplacerait 0,540 Mt éq. CO₂. L'exportation de 9,45 TWh vers les États de la Nouvelle-Angleterre y réduira les GES de 5,10 Mt éq. CO₂.

Il faut cependant apporter une nuance à ces estimations. Elles mesurent la contribution des exportations québécoises en tenant compte de l'intensité carbone moyenne du parc électrique des réseaux américains. Mais dans bien des cas, l'électricité québécoise ne fera pas que s'intégrer à l'offre du réseau américain, elle pourra carrément remplacer des ressources intermittentes ou

interruptibles. Dans de tels cas, puisque les réseaux américains sont eux aussi soumis à des impératifs de décarbonation, on peut faire l'hypothèse que ces réseaux utiliseront l'électricité québécoise pour remplacer celle qui est la moins sobre en carbone. Comme le charbon et le pétrole ont disparu du bilan de ces réseaux, l'électricité québécoise remplacerait du gaz naturel plutôt qu'un éventail de sources diverses. Sa contribution à la réduction des GES serait ainsi plus importante que les valeurs calculées plus haut, soit 0,42 tonne de CO₂/MWh pour New York et 0,54 tonne de CO₂/MWh pour la Nouvelle-Angleterre.

Il est donc difficile de mesurer les impacts hors frontières liés au déplacement de GES. De la même façon, la contribution de ces exportations au bilan extraterritorial dépend non seulement de leur utilisation, mais aussi du contexte dans lequel elles s'inscrivent. Par exemple, les contrats qu'Hydro-Québec a conclus avec New York et le Massachusetts résultent de processus compétitifs. Les deux États sollicitaient des offres pour la fourniture d'énergie renouvelable et les concurrents d'Hydro-Québec comptaient produire leur électricité en grande partie avec de l'énergie éolienne. Pour cette raison, on peut se demander si l'électricité exportée par Hydro-Québec remplace réellement une électricité au contenu carbonique élevé, et si elle ne remplace pas plutôt une énergie renouvelable qui aurait été produite aux États-Unis. Cet aspect mériterait une réflexion plus poussée.

L'aluminium

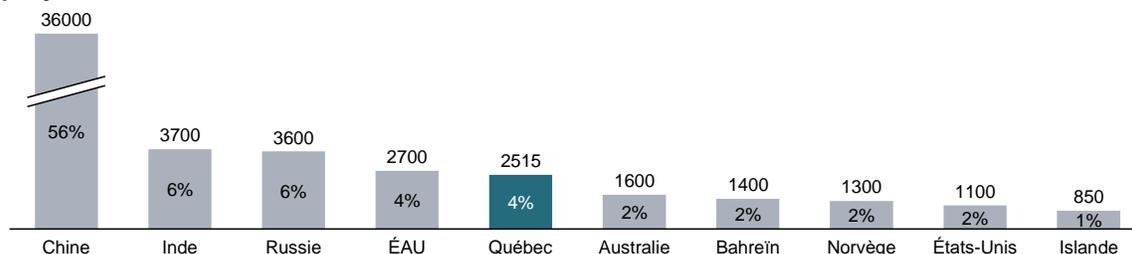
La contribution des exportations d'aluminium à la réduction des GES peut s'évaluer selon le même schéma analytique que celui qui a été utilisé dans le cas des exportations d'électricité. Un lingot d'aluminium, en raison de la quantité importante d'énergie électrique qui a contribué à sa production, peut être considéré comme une exportation indirecte d'électricité. Lorsqu'il est exporté, le lingot vert produit au Québec est en concurrence et remplace des lingots qui, la plupart du temps, ont été produits avec de l'électricité issue de sources à contenu carbonique élevé.

En 2019, comme le montre ce graphique suivant, la répartition de la production mondiale d'aluminium était caractérisée par une domination du marché par la Chine qui, au tournant du siècle, était un producteur modeste, derrière le Canada. Une portion importante de la production chinoise est destinée à son marché intérieur. Mais son poids, ses subventions et les pratiques commerciales du pays font en sorte qu'elle a un impact important sur les marchés. Le Québec, lui, se situe au cinquième rang, avec 4 % de la production mondiale.

Graphique 19

Production d'aluminium par pays

Monde, 2019, en milliers de tonnes, en % de la production totale, par pays sélectionnés



Source : Aviseo, Étude portant sur les risques d'affaires des gazières au Québec sur l'horizon 2021-2030

En termes de réduction des GES, les gains se calculent comme la différence entre le carbone contenu dans l'électricité utilisée dans d'autres pays producteurs et le caractère zéro carbone de l'électricité québécoise, étant donné que les autres différences entre les pays producteurs, comme l'efficacité de la production ou les procédés, sont minimes. Ces gains dépendront donc du portefeuille de production électrique de chaque pays concurrent.

Comme nous l'avons vu, le gain environnemental procuré par l'aluminium du Québec par rapport à celui d'autres pays dépend de l'intensité carbone de l'électricité produite dans ces pays, et donc des pays avec lesquels on choisit de se comparer.

Pour cet exercice, PCEE, dont nous utilisons des évaluations, a choisi la Chine comme base de comparaison, parce qu'elle domine le marché mondial, et qu'ultimement, une tonne d'aluminium québécois finira par remplacer une tonne d'aluminium produit en Chine. La Chine, il faut le souligner, se distingue par l'intensité carbonique de son électricité, en raison du poids des centrales au charbon qui comptent pour 64 % de la production. Elle produit donc un aluminium qui, lui aussi, est peu sobre en carbone.

PCEE évalue que l'intensité carbonique moyenne de la production d'électricité en Chine atteint 0,82 tonne de CO₂/MWh, une donnée qu'elle corrige ensuite en tenant compte de l'efficacité légèrement plus élevée de la production chinoise, pour en arriver à estimer l'écart du taux d'intensité carbonique à 0,79 tonne de CO₂/MWh. Le taux de la Chine se compare à un taux nul au Québec en raison de la source de la production d'électricité du Québec¹²². À titre illustratif, en excluant les émissions de CO₂ liées au procédé, le remplacement d'une tonne d'aluminium produit au Québec par la même quantité produite en Chine engendrera l'émission de 11 tonnes de CO₂ supplémentaire dans l'atmosphère.

Cette comparaison ne donne toutefois pas une idée complète de la performance de l'aluminium sur le plan de l'efficacité carbonique. D'autant plus que les exportations québécoises se destinent très majoritairement aux États-Unis, où la Chine exporte peu. Il est donc approprié d'élargir la comparaison aux autres producteurs avec lesquels le Québec est plus susceptible d'être en

¹²² L'hypothèse retenue est que l'intensité carbonique de l'électricité vendue aux alumineries québécoises est de 0 tonne de CO₂/MWh.

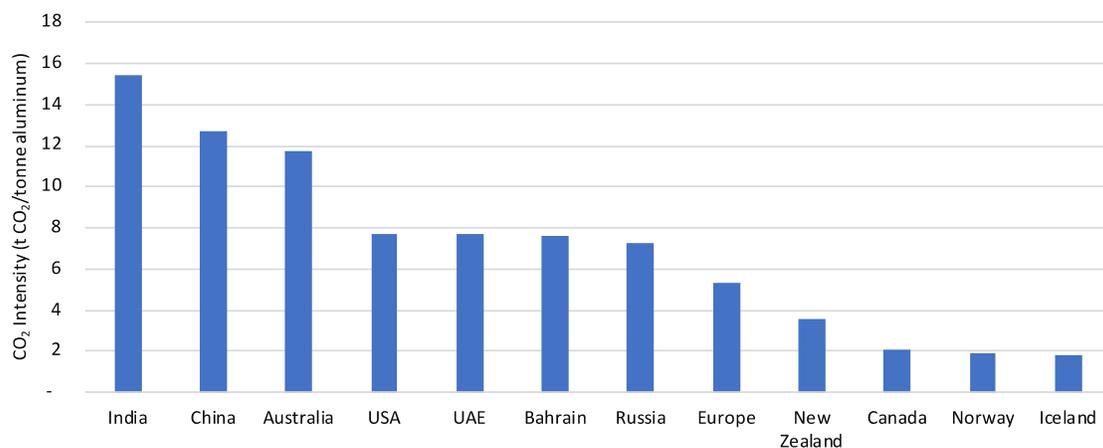
concurrence : la Russie, dont le bilan énergétique est meilleur et comporte une part d'électricité verte, quoique sa présence sur le marché américain a été considérablement réduite, les Émirats arabes unis, qui s'appuient sur le gaz, et l'Inde, où le charbon est roi.

Une autre précision s'impose. La production d'aluminium, nous l'avons vu, génère des émissions de GES. Lorsqu'on compare des pays producteurs pour mesurer l'écart de leur intensité carbonique, on peut ne pas tenir compte des émissions de la production, parce qu'elles sont très similaires d'un pays à l'autre. Mais si on veut comparer la contribution de l'aluminium à d'autres utilisations de l'électricité, il est important d'en tenir compte. C'est ce que nous avons fait dans le présent rapport sur le rôle de l'électricité au Québec, où nous comparons l'aluminium à une électricité zéro carbone.

Le tableau suivant compare l'intensité carbonique de la production de divers pays, qui tient compte des émissions des procédés et de celles de l'électricité utilisée. On distingue trois pays à forte intensité de carbone, en raison de l'utilisation du charbon, soit l'Inde, la Chine et l'Australie, les pays du Moyen-Orient utilisant du gaz, et les pays s'appuyant sur l'électricité renouvelable, comme la Norvège et le Canada.

Graphique 20

Intensité en CO₂ de la production de l'aluminium Monde, 2019 pays sélectionnés



Source : Aluminum Climate Impact, An International Benchmarking of Energy and CO₂ Intensities, Global Efficiency Intelligence, 2022

En tenant compte de l'intensité énergétique de la production d'aluminium et en utilisant un multiple de 13,5 MWh d'électricité pour produire une tonne d'aluminium¹²³, nous pouvons mesurer l'écart d'intensité entre le Québec et divers pays concurrents.

¹²³ Alu France, Énergie, disponible [ici](#)

Graphique 21

Déplacement du carbone provenant des exportations québécoises d'aluminium selon le pays concurrent, 2019

Pays	Tonnes de carbone/tonne d'aluminium	Tonnes de carbone/MWh	Écart avec le Québec, tonne de CO ₂ /MWh
Inde	15,1	1,15	1,00
Chine	12,5	0,93	0,78
Émirats arabes unis	7,8	0,58	0,43
Russie	7,0	0,52	0,37
Québec	2,0	0,15	-

Dans l'ensemble, ces données donnent un portrait plus nuancé de l'effet des exportations de l'aluminium sur l'inventaire mondial de GES. Elles montrent aussi que les réductions de GES permises par les exportations québécoises sont très importantes si on suppose que le métal déplacé proviendrait de pays comme la Chine ou l'Inde, mais plus faibles si la concurrence vient de pays dont l'électricité est plus sobre en carbone, comme les ÉAU ou la Russie.

Notons également que ce déplacement de GES est comparable à celui des exportations d'électricité vers les États du Nord-Est américain si on limite la comparaison aux pays plus sobres en carbone, la Russie et les ÉAU, mais que si la concurrence à laquelle l'aluminium québécois fait face est plus variée et inclut les pays où l'intensité carbonique est plus grande, comme la Chine et l'Inde, les exportations d'aluminium ont alors un impact positif plus grand que les exportations d'électricité.

S'il faut ajouter, dans le cas des exportations d'électricité, les effets bénéfiques des interconnexions et du rôle de batterie d'Hydro-Québec, dans le cas de l'aluminium, il faut tenir compte de deux facteurs qui peuvent contribuer à la décarbonation. D'abord, sa légèreté, qui lui permet de remplacer d'autres matériaux, notamment dans les transports, pour alléger les véhicules et donc réduire leur empreinte carbonique. Ensuite, sa nature recyclable à l'infini ne requiert qu'un apport d'énergie modeste. Ces facteurs ajoutent à l'intérêt de l'aluminium vert.

Les investissements étrangers et les autres industries exportatrices

La dernière industrie analysée dans ce rapport est celle des centres de données. Dans un premier temps, l'investissement ne procurera pas de gains environnementaux, parce qu'une partie importante des dépenses sont de la construction non résidentielle fortement émettrice de GES et l'achat d'équipement informatique et de climatisation, avec une empreinte carbonique. Les gains proviendront de l'utilisation de l'électricité au stade de l'exploitation, et dépendront de l'empreinte carbonique de la production d'électricité de la région où l'investissement aurait eu lieu s'il n'avait pas été fait au Québec, ce qui exige des suppositions sur les stratégies de localisation des entreprises du secteur. Par la suite, comme nous sommes dans le secteur des services, virtuels de surcroît, dans bien des cas, il n'y a pas d'exportation de produits plus sobres en carbone, comme ce serait le cas pour une entreprise industrielle. Bref, les impacts du secteur sur la réduction des GES sont limités.

En outre, dans le contexte où le Québec doit atteindre des cibles exigeantes de réduction des GES, on peut se trouver dans une situation où l'investissement mènera à une augmentation locale des

GES à cause de la construction et du déplacement des travailleurs, tandis que les réductions de GES auront lieu dans le pays dont les ventes d'électricité à plus forte teneur en carbone ont diminué.

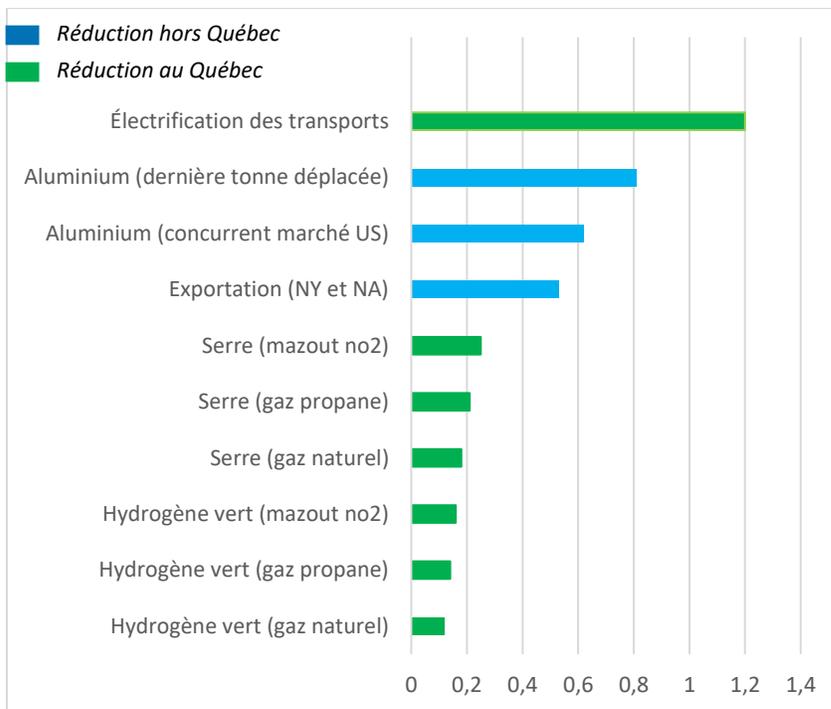
Une remarque plus générale s'impose. Par définition, tout investissement étranger au Québec qui implique une quantité importante d'électricité entraînera une contribution positive à la réduction des GES si la localisation de rechange se trouvait dans une région où l'électricité n'était pas verte comme celle du Québec. De la même façon, tout produit d'une industrie utilisatrice d'électricité provenant du Québec et exporté aura une contribution positive à la réduction des GES s'il concurrence des produits provenant de régions où l'électricité a une plus forte empreinte carbonique. Dans l'évaluation des bénéfices, on doit donc faire des hypothèses sur le lieu où se serait fait l'investissement s'il n'avait pas été au Québec, ou sur l'origine des produits qu'une exportation québécoise remplacerait.

Cette remarque mène à un constat tautologique : l'électricité verte utilisée au Québec comporte un avantage carbonique par rapport à presque tous les pays concurrents pour l'investissement ou les exportations. C'est donc vrai pour pratiquement toutes les industries et entreprises utilisatrices d'électricité.

Le schéma qui suit présente les résultats de la première approche, soit la réduction des GES par MWh en distinguant selon que cette réduction est au Québec ou hors des frontières québécoises.

Graphique 22

Tonne de CO2 déplacée par MWh utilisé



Les résultats précédents portaient uniquement sur la substitution carbonique de l'électricité utilisée. Par exemple, dans le cas de l'hydrogène, le schéma ne mesurait pas la réduction potentielle de

carbone émis par les procédés. Pour cette raison, il semble souhaitable, dans l'évaluation de la contribution à la décarbonation d'une industrie, d'un projet ou d'un investissement, de tenir compte d'autres facteurs qui ajoutent aux efforts de décarbonation, comme le rôle de batterie du réseau électrique québécois, les propriétés de l'aluminium, ou encore le développement des technologies utiles à la décarbonation, par exemple l'hydrogène vert ou l'électrification des véhicules. La deuxième approche cherche à inclure cette valeur ajoutée en termes de décarbonation.

Le présent rapport n'a pas pu s'attarder à cette dimension additionnelle. Par contre, elle sera clairement différente d'un secteur à l'autre et certains domaines auront des effets plus substantiels que d'autres. Le tableau qui suit donne des exemples à prendre en considération pour les cinq grands secteurs analysés.

Tableau 17

Exemples de valeur ajoutée additionnelle en matière de décarbonation

Domaines d'activité	Exemples de valeur ajoutée additionnelle en matière de décarbonation
Production d'aluminium	Impact de la légèreté et de la recyclabilité de ce métal
Serriculture	Diminution des transports provenant des produits importés
Centre de données	Diminution de l'énergie nécessaire au refroidissement des équipements
Hydrogène	Contribution essentielle là où l'électrification est impossible
Exportation d'électricité	Fonction de réservoir et de stabilité d'intégration d'énergies renouvelables intermittentes

Cinquième partie : **Constats et pistes de réflexion**

Les parties précédentes du rapport ont permis de mieux comprendre la nature et l'envergure de l'enjeu énergétique au Québec, d'évaluer les impacts économiques de l'utilisation de cette ressource rare qu'est l'électricité propre du Québec, et enfin, d'analyser et de comparer les usages de cette électricité dans le contexte de la décarbonation.

À la lumière des résultats de ces analyses, la dernière partie a pour but de dégager les constats forts qui ont émergé, de proposer des paramètres et des critères pour guider l'attribution de gros blocs d'électricité, en fonction d'objectifs de développement économique et de décarbonation, et de formuler des pistes pour assurer l'utilisation la plus judicieuse de cette électricité, mais aussi pour faire en sorte que le débat public sur cet enjeu majeur puisse être fructueux.

5.1. L'énergie

Le contexte énergétique

L'électricité est appelée à jouer un rôle majeur dans le travail du Québec pour réduire son empreinte carbonique. Ce rôle important fera en sorte qu'en plus de satisfaire les besoins habituels de la demande résidentielle et ceux provenant de la croissance naturelle de l'économie, les ressources électriques devront être disponibles pour la substitution des énergies fossiles, mais aussi pour le développement industriel de secteurs dont les activités soutiendront en parallèle les efforts de décarbonation.

Ces pressions sur les besoins sont difficiles à prévoir, parce qu'elles reposent sur des inconnues, à savoir le degré de succès des politiques de décarbonation des gouvernements, le niveau de changement dans les comportements ainsi que l'intensité et le rythme du développement des activités économiques stimulées par la décarbonation, par exemple la production d'hydrogène vert.

Le rapport prend en compte plusieurs scénarios de croissance qui couvrent un éventail de prévisions dont les différences portent essentiellement sur les hypothèses quant à la décarbonation. Toutefois, comme Hydro-Québec, maître d'œuvre du développement électrique, a souhaité un large débat sur les enjeux liés à l'électricité, nous avons retenu sa prévision, parce que c'est sur elle que repose l'argumentaire que la société d'État soumet au débat public. Rappelons que dans son *État d'avancement 2021* du *Plan d'approvisionnement 2020-2029*, Hydro-Québec prévoit une augmentation des besoins de 20 TWh au cours de la décennie, une croissance forte, soit le double de celle de la décennie précédente. Et dans son plan stratégique 2022-2026, Hydro-Québec estime que les besoins seront de 100 TWh à l'horizon 2050, soit une croissance encore plus marquée pour les deux prochaines décennies.

Ces prévisions d'Hydro-Québec ont soutenu un argumentaire dans l'espace public dont les éléments les plus remarquables sont les suivants : les coûts élevés de la fourniture d'électricité supplémentaire, soit 11 ¢/kWh, la présence d'une différence entre le prix exigé par les utilisateurs et le coût de l'électricité, l'écart important entre les revenus des ventes aux entreprises et ceux des exportations, l'arrivée rapide du moment où les ressources en énergie ne suffiront pas à combler les besoins, soit à partir de 2027, et la possibilité qu'Hydro-Québec ne soit pas en mesure de satisfaire toutes les demandes de grands blocs d'électricité, soit ceux de 50 MW et plus.

Le débat auquel Hydro-Québec convie les parties prenantes nous donne l'occasion d'analyser les enjeux définis par la société d'État et, dans certains cas, de nuancer les constats, voire de proposer d'autres perspectives.

Des surplus à la rareté relative, mais pas de pénurie en vue

Pour tracer un portrait de la situation énergétique à moyen terme, soit pour la période 2020-2030, et à plus long terme, soit 2030-2045, l'AAC a fait appel à deux firmes d'experts, PCEE et Energyzt, qui ont proposé des projections de demande moins forte que celles d'Hydro-Québec. Nous citons également celles d'une firme spécialisée en questions énergétiques et environnementales, Dunsky Énergie + Climat, qui estime que les besoins seront plus grands. Parmi un large éventail de prévisions de besoins supplémentaires, les plus plausibles pour 2050 vont de 25,3 TWh à 125,1 TWh. Les écarts s'expliquent essentiellement par les hypothèses portant sur l'ampleur du processus de décarbonation.

Si l'éventail des prévisions sur la demande d'électricité est large, les écarts dans les projections de l'offre, eux, sont faibles, parce que celles-ci reposent sur des données vérifiables, soit le portefeuille de projets d'ajouts à la capacité de production déjà annoncés ou qui pourraient être mis en branle dans les années à venir.

Les projets qu'Hydro-Québec peut mettre en œuvre dans un horizon de moyen terme, soit 2020-2035, notamment avec l'éolien et le rééquipement des centrales, permettent de constater qu'Hydro-Québec serait en mesure de satisfaire les besoins des différents scénarios de demande. En raison des nouveaux contrats d'exportations fermes, les surplus des dernières années vont néanmoins disparaître et il devient nécessaire de recourir à de nouveaux approvisionnements pour répondre à la demande domestique à l'horizon 2027.

Ce scénario de relatif équilibre pourrait s'avérer inexact si les politiques de décarbonation annoncées exigeant une forte utilisation d'électricité se développent moins rapidement que prévu, ou encore si le contrat d'exportation avec le Massachusetts ne voit pas le jour, auquel cas le Québec disposerait à nouveau de surplus d'électricité pour ses besoins domestiques.

À l'inverse, l'autre risque, plus lourd de conséquences, sur un horizon plus long, serait que l'équilibre soit rompu par d'importantes pressions sur la demande d'électricité causée par les efforts de décarbonation. Si la vitesse de cette évolution demeure une grande inconnue, cette tendance de fond demande une planification des autres sources possibles d'approvisionnement en électricité. Hydro-Québec assume par le biais d'une planification stratégique la livraison des projets requis pour répondre à la demande prévue. Elle assure également un arbitrage entre les incertitudes liées aux projets susceptibles d'augmenter la demande et les risques associés à un développement trop rapide. Cela exige une coordination fine entre acteurs impliqués.

Davantage de pression, mais pas d'explosion des prix

On peut en principe s'attendre à ce que dans bien des cas, les coûts de production des nouvelles ressources électriques augmentent progressivement à mesure qu'Hydro-Québec se tournera vers les solutions les plus abordables. Les ressources futures, par exemple, seront plus coûteuses que l'électricité patrimoniale, qui représente toujours 90 % de la production et dont le prix, indexé, est actuellement d'environ 3 ¢/kWh.

Cependant, selon les analyses des firmes PCEE et Energyzt, le coût des nouvelles ressources ne devrait pas atteindre, à moyen terme, le montant de 11 ¢/kWh évoqué dans le débat public. Ce montant correspond à celui payé pour les projets postpatrimoniaux, surtout des projets éoliens et des petites centrales, en vertu de contrats signés depuis le tournant du siècle quand les conditions de marché n'étaient pas les mêmes, et souvent pour des projets coûteux soutenus par le gouvernement afin de favoriser le développement régional.

Toutefois, selon les éléments d'information disponibles, le prix des projets éoliens a fortement baissé au Canada et ailleurs dans le monde, en raison des économies d'échelle et des conditions du marché. Ainsi, les projets éoliens les plus récents au Québec sont évalués à 6 ¢/kWh ou moins et le rééquipement des centrales est encore moins coûteux. En outre, plusieurs contrats postpatrimoniaux arriveront progressivement à échéance et pourront être renégociés à des prix moins élevés reflétant les conditions actuelles du marché.

Les contrats de puissance garantie changent la donne

Le portrait de l'offre et de la demande sera fortement modifié par le changement de la nature des exportations d'Hydro-Québec vers les États-Unis. Disposant de surplus annuels d'environ 40 TWh, la société d'État a géré la situation en se tournant vers le marché américain avec des exportations annuelles nettes d'environ 30 TWh. Hydro-Québec a toutefois transformé ces exportations, passant des marchés à court terme à des contrats d'énergie garantie à long terme.

Hydro-Québec a ainsi signé un contrat avec le Massachusetts pour l'exportation de 9,45 TWh par année pendant 20 ans, de 2024 à 2045, et un autre contrat avec New York, de 10,4 TWh par année pendant 25 ans, de 2025 à 2050. À cela s'ajoute une disposition moins connue de l'entente avec le Massachusetts, qui oblige la société d'État à maintenir les quelque 10 TWh qu'elle exportait avant la signature du contrat, ce qui porte le total des exportations garanties vers les États-Unis à 30 TWh. Ces contrats comportent certes des avantages pour Hydro-Québec, notamment des prix beaucoup plus intéressants, mais ils ont une conséquence importante : la réduction des surplus disponibles pour la consommation au Québec.

Les ententes de puissance garantie réduisent la quantité d'énergie pouvant être considérée comme des surplus, qui passent environ de 40 TWh à 10 TWh. Cette baisse des surplus disponibles réduit de façon considérable la flexibilité d'Hydro-Québec pour s'ajuster à la demande et satisfaire les besoins nationaux. Elle affecte notamment les ententes entre Hydro-Québec Production, maître d'œuvre des exportations, et Hydro-Québec Distribution, responsable de la fourniture d'électricité au Québec. Le Québec ne manque pas d'électricité, mais celle-ci a été attribuée ailleurs.

Il faut cependant noter que le contrat avec le Massachusetts est à risque, parce qu'un référendum dans le Maine a entraîné l'arrêt des travaux. La cause est devant les tribunaux, mais il est possible que l'entente doive être abandonnée. Dans ce cas, il faudrait voir cette éventualité non pas comme un échec, mais comme une occasion de redonner de la marge de manœuvre à Hydro-Québec.

5.2. La création de richesse

Bien que le Québec passera d'une situation de surplus à une situation de resserrement entre l'offre et la demande de son électricité, à la lumière des rapports de PCEE et d'Energyzt, on constate que le Québec ne devrait donc pas connaître de pénurie. Les prévisions permettent plutôt de conclure à un équilibre serré, ce qui a contribué à la réflexion sur notre avenir énergétique en mettant en relief l'importance de faire preuve de prudence dans l'attribution de gros blocs d'énergie et de privilégier les usages qui seront les plus porteurs. À cet égard, ce rapport propose un cadre pour évaluer le potentiel économique des diverses utilisations.

Privilégier les utilisations nationales

La mesure des effets économiques de l'utilisation de l'électricité a été réalisée par une firme d'experts, Aviseo, à partir d'un modèle dynamique de l'économie québécoise. Les simulations ont estimé les impacts de l'utilisation d'une même quantité d'électricité dans cinq filières à grande consommation : l'aluminium primaire, les centres de données, l'hydrogène vert, la serriculture et les exportations.

Les simulations montrent que l'effet des exportations d'électricité sur la valeur ajoutée, et donc sur la croissance économique, est très faible en comparaison avec les autres filières : la variation de la valeur ajoutée est de 0,34 ¢/kWh pour les exportations d'électricité, mais atteint 5,38 ¢ pour la production en serres et 8,96 ¢ pour la production d'aluminium. L'impact économique le plus fort est celui de l'aluminium, ce qui n'a en soi rien d'étonnant en raison de l'empreinte de cette industrie. Mais le résultat le plus marquant de ces simulations est le fait que toutes les autres industries analysées qui utilisent l'électricité sur le territoire québécois ont un impact économique important.

Ainsi, lorsque l'électricité sert à soutenir des activités économiques au Québec, les retombées économiques sont considérablement plus grandes que dans le cas des exportations. Dans une démarche d'attribution des blocs d'électricité disponibles pour soutenir le développement économique, le Québec doit donc privilégier les filières les plus porteuses, qui se servent de cette énergie et génèrent de la valeur ajoutée au Québec même.

Le même raisonnement permet de souligner que les exportations, à l'inverse, ne constituent pas un levier de création de richesse. Elles doivent bien sûr avoir une place importante dans un portefeuille d'utilisations de l'électricité parce qu'elles concourent à l'atteinte d'autres objectifs, comme la gestion des surplus, la décarbonation du Nord-Est américain et la rentabilité de la société d'État. Elles ne contribuent toutefois pas de façon aussi directe au développement économique.

Par ailleurs, le rapport s'est appuyé sur une autre approche pour établir des critères permettant de déterminer les utilisations les plus porteuses, une analyse multicritère développée antérieurement par l'Institut du Québec dans le cadre d'une analyse de l'industrie aéronautique. Si le modèle de l'économie du Québec permet de mesurer la contribution d'un secteur à la croissance économique, la grille d'analyse proposée cherche plutôt à évaluer son apport à la capacité du Québec d'élever son niveau de vie dans l'avenir et de rattraper son retard. Comme les écarts entre le Québec et le Canada et de nombreux pays pairs s'expliquent essentiellement par une faible productivité, la grille d'analyse regroupe des critères qui pourront contribuer à augmenter la productivité ou qui reflètent un niveau de productivité élevé.

L'application de la grille multicritère aux cinq filières à forte consommation met en relief le fait que les utilisations les plus porteuses de l'électricité sont celles dont les effets structurants vont au-delà de la stricte activité économique directe qu'elle permet. À titre d'exemple, la production d'hydrogène vert pourra soutenir le transfert de technologie et l'innovation, tandis que les centres de données semblent avoir peu d'impact sur le développement de l'écosystème des technologies de l'information. Les plus grands effets économiques seront obtenus en choisissant les secteurs qui peuvent avoir un effet de levier.

Par contre, l'impact peut varier considérablement d'un secteur à l'autre et d'un projet à l'autre. La nature des activités réalisées au Québec et la contribution du secteur à un écosystème économique dynamique, notamment, expliquent ces écarts.

Pour une évaluation rigoureuse de la portée des projets pour l'attribution de gros blocs d'électricité, il importe dès lors d'obtenir de la part des demandeurs toute l'information nécessaire à une prise de décision éclairée et de tenir compte des éléments qui apportent une valeur ajoutée.

Ces constats soulignent l'importance de corriger ou d'approfondir certains éléments des politiques économiques ou énergétiques du Québec.

En premier lieu, les stratégies récentes d'Hydro-Québec consistant à privilégier les contrats d'exportation de puissance garantie, même si elles ont du sens dans sa planification stratégique, pourraient avoir des conséquences économiques importantes. D'abord, elles affectent une portion considérable des ressources à une utilisation de l'électricité qui contribue peu au développement économique. Ensuite, l'équilibre serré qu'elles provoquent pourrait s'avérer un frein au développement de l'économie québécoise, par exemple en raison de l'absence de garantie d'accès à des blocs d'électricité ou de la remise en question du niveau trop bas des prix industriels.

Le changement de paradigme énergétique que nous vivons impliquera de faire des choix sur les meilleurs usages de l'énergie propre dont dispose le Québec. Dans ce contexte, il semble primordial d'éviter de perpétuer un mode de gestion cloisonné, où les considérations de développement économique, les conséquences sur les finances publiques, les questions énergétiques et environnementales et les objectifs d'Hydro-Québec ne seraient pas suffisamment intégrés au sein d'une approche de politique publique globale.

En second lieu, il est important de souligner que si Hydro-Québec a disposé depuis des années d'importants surplus, c'est que les dynamiques du marché et les efforts des organismes publics responsables du développement économique n'ont pas permis de trouver de débouchés pour sa production au Québec. Ce constat mène à plusieurs réflexions.

Pour que l'électricité propre du Québec réalise pleinement son potentiel économique, il est important que les critères d'allocation soient axés sur la création de richesse, la décarbonation et les effets structurants, que ces critères soient connus et leur mesure explicite, et que l'évaluation soit faite avec des données probantes.

L'incertitude entourant les effets de la décarbonation sur les besoins en électricité suggère qu'Hydro-Québec soit prête à accélérer la cadence si la demande s'avérait plus forte que

prévu. Cependant, la société d'État doit être en mesure de faire l'arbitrage entre les incertitudes liées aux projets susceptibles d'augmenter la demande et les risques associés à un développement trop rapide exigeant d'importants investissements. Cela nécessite une coordination fine entre les acteurs impliqués.

La tension entre les exportations et les autres utilisations de l'électricité repose aussi la volonté d'Hydro-Québec d'améliorer ses résultats financiers et sa rentabilité, ainsi que sur les pressions du gouvernement du Québec pour qu'elle augmente ses dividendes. Les contrats de puissance garantie, aux prix plus élevés que les ventes sur les marchés à court terme auront pour effet d'augmenter les bénéfices d'Hydro-Québec et donc les dividendes versés au gouvernement du Québec. Les choix d'utilisation de l'électricité ont ainsi une incidence sur les finances publiques, d'autant plus que les contrats d'électricité importants s'accompagnent souvent de prix spéciaux et engendrent un manque à gagner pour la société d'État.

D'autres études axées sur les finances publiques seraient nécessaires pour évaluer de façon plus précise si l'affectation d'électricité à des activités économiques sur le territoire québécois, en raison de la valeur ajoutée, génère des revenus fiscaux supérieurs à ceux des dividendes issus des exportations. Ce serait également l'occasion d'évaluer l'impact des contrats importants sur les finances publiques.

5.3. L'électricité et la décarbonation

Le présent rapport a proposé un cadre d'évaluation des utilisations les plus porteuses quant à la décarbonation. Pour cet exercice, il nous paraissait important d'ajouter aux cinq filières à forte consommation d'électricité de notre comparaison deux autres filières qui constitueront une grande source de demande dans le cadre des efforts pour réduire l'empreinte carbonique, soit l'électrification des transports et la conversion à l'électricité du chauffage des bâtiments, notamment par le programme de biénergie. Ces secteurs ne sont pas de même nature, dans leur rôle, mais ils peuvent être en concurrence pour les mêmes blocs d'électricité.

La comparaison s'est effectuée en ramenant la contribution de ces filières à une base commune, soit le nombre de tonnes de carbone éliminées par unité d'énergie, exprimée en MWh, puisque l'exercice cherche à déterminer les meilleures utilisations de l'électricité.

La spécificité québécoise

L'exercice a fait ressortir une caractéristique propre au Québec quant à l'impact de l'utilisation de son électricité pour réduire les émissions de GES. Les principales contributions de l'électricité québécoise à la réduction des GES se font à l'extérieur de ses frontières, soit par les exportations d'électricité vers les États-Unis et les exportations d'aluminium. Dans ces deux filières, les quantités d'électricité utilisées sont importantes et la réduction des émissions est grande.

Cette spécificité soulève des enjeux de méthodologie et de politiques publiques. D'abord, les engagements internationaux et les politiques de décarbonation des pays et des gouvernements portent sur la réduction des GES à l'intérieur de leur propre territoire, et le Québec ne fait pas exception. Les impacts extraterritoriaux ne sont pas comptabilisés dans les bilans nationaux et ne le seront pas tant qu'on n'aura pas développé des outils de mesure qui font consensus.

Le Québec doit accorder une attention particulière aux mesures de ses efforts de décarbonation, surtout en ce qui a trait à l'utilisation de l'électricité, pour distinguer les deux formes de contributions : la réduction des GES hors des frontières québécoises, comme c'est le cas pour les exportations d'électricité ou d'aluminium, et la réduction des GES au Québec, comme avec l'électrification des transports, l'hydrogène vert ou la biénergie.

Une convergence entre la création de richesse et la décarbonation

On pourrait craindre que, dans un contexte où les ressources en électricité sont limitées, le développement économique et la décarbonation puissent être en concurrence. Cela ne semble toutefois pas se produire, d'abord parce que le Québec devrait disposer de ressources d'électricité suffisantes pour satisfaire les besoins du développement et ceux de la décarbonation, mais aussi parce que plusieurs utilisations de l'électricité pour réduire l'empreinte carbonique s'accompagnent d'un potentiel de croissance économique.

Dans la plupart des filières analysées, on observe une convergence entre les impératifs de décarbonation et les objectifs de création de richesse : des revenus accrus pour Hydro-Québec avec les exportations, un avantage compétitif pour un aluminium vert, le développement d'un secteur et l'augmentation de l'autonomie alimentaire grâce aux serres, et un fort potentiel d'investissement et d'innovation pour l'électrification des transports ou l'hydrogène vert.

Cette convergence ne sera toutefois pas au rendez-vous dans tous les secteurs d'activités, car la décarbonation exigera aussi, dans bien des cas, des changements de comportements difficiles, l'affaiblissement ou la disparition de certaines industries ainsi que des coûts importants engendrés par les prix croissants du carbone ou encore par la conversion industrielle.

Rechercher la valeur ajoutée en décarbonation

De façon générale, l'utilisation de l'électricité du Québec dans les activités économiques contribue à la décarbonation lorsqu'elle remplace, directement ou indirectement, de l'électricité produite en tout ou en partie avec des énergies fossiles. Dans le cas d'entreprises qui s'établissent au Québec, le gain proviendra de la différence entre le contenu carbonique de l'électricité québécoise, qui est nul, et celui de l'électricité de l'endroit où cet investissement aurait autrement eu lieu. La même logique s'applique aux exportations québécoises, qui remplacent des produits et des services moins sobres en carbone. Le gain, dans tous les cas, dépendra de la composition du portefeuille de production électrique du pays concurrent.

Dans l'ensemble, les gains sont similaires, et il y en aura pour tous les investissements étrangers, même si, par exemple, l'entreprise investit au Québec en raison des prix de l'électricité et non pas en raison de sa sobriété en carbone. On peut donc dire que ces effets de décarbonation sont génériques. Ils ne constituent pas une utilisation optimale de l'électricité propre du Québec pour la réduction des émissions de GES, parce que plusieurs utilisateurs d'électricité y contribuent déjà davantage. Pour cette raison, dans le cas de la décarbonation, il paraît souhaitable d'utiliser la même approche que pour la création de richesse et de privilégier des utilisations qui ont une valeur ajoutée.

Pour mettre pleinement à profit l'électricité dans les efforts de décarbonation, il est judicieux de privilégier des utilisations qui, en plus du gain procuré par son bilan carbone nul, peuvent avoir un effet de levier supplémentaire sur le processus de décarbonation. Par exemple, c'est le cas de l'aluminium, en raison du rôle du métal dans la réduction des émissions, des exportations d'électricité, pour leur contribution à la création d'un réseau avec le Nord-Est américain, ou de l'électrification des transports, qui génère un écosystème d'innovation pouvant accélérer la décarbonation.

5.4. Un débat transparent

Les enjeux portant sur le rôle de l'électricité dans les décennies à venir dépassent Hydro-Québec, comme elle l'a reconnu, et concernent l'ensemble de la société québécoise. Ce débat affecte de nombreux aspects de notre vie collective, comme le développement économique, les changements climatiques, notre mode de vie et les choix politiques. Pour qu'il soit fructueux, il doit reposer sur des éléments factuels bien établis et les parties prenantes doivent s'entendre sur les paramètres de cette vaste conversation.

La question des coûts de production de l'électricité, surtout ceux des nouvelles ressources, a été soulevée à de nombreuses reprises, notamment par des références au coût de 11 ¢/kWh des approvisionnements postpatrimoniaux, qu'on a accolé aux futures additions au réseau d'Hydro-Québec. Il nous paraît donc important de préciser le plus fidèlement possible, en tenant compte des limites des connaissances à ce sujet, les estimations du coût des ajouts au réseau, que ce soient des projets éoliens, le rééquipement des centrales ou les projets hydroélectriques à venir. De la même façon, il serait utile de connaître les coûts de la production actuelle, y compris celle de l'électricité patrimoniale.

La question de la rentabilité de diverses utilisations de l'électricité a également été soulevée, par exemple dans des comparaisons entre les ventes à l'exportation et celles destinées à la production. Il serait important d'avoir des informations plus précises sur le coût associé à chaque utilisation, soit celui de l'énergie elle-même, mais aussi les frais de transport et de distribution pour chaque filière, afin d'avoir une idée plus juste de la contribution de chaque filière aux revenus nets de la société d'État. Cela permettrait entre autres de voir si on assiste à un phénomène d'interfinancement entre les secteurs de demande, et de mieux déterminer ce qui constitue un prix raisonnable pour les différentes utilisations.

Enfin, on a assisté à l'introduction du concept du coût marginal dans les débats portant sur l'électricité, par exemple dans la comparaison du coût de 11 ¢ pour l'électricité postpatrimoniale et le prix plus bas offert à certains utilisateurs. Ce concept, largement utilisé en économie, doit cependant être manié de façon rigoureuse, et sert en principe à comparer le coût de la dernière unité produite au prix qui sera obtenu pour celle-ci. On ne peut associer arbitrairement ce coût marginal au prix obtenu auprès de l'un des segments de clientèle.

Ces précisions permettraient d'assurer un débat plus ouvert et fructueux afin de mieux comprendre les enjeux et de concevoir des politiques publiques appropriées qui mèneront à des choix éclairés