Rapport préliminaire en vue de l'établissement du

Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE)

Votre gouvernement

Québec

Cette publication a été réalisée par le Secteur de l'énergie du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie en collaboration avec la Direction des communications.

Si vous éprouvez des difficultés techniques, veuillez communiquer
avec le Secteur de l'énergie
au consultation.energie@economie.gouv.qc.ca.

Pour plus d'information :

Direction des communications
du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie
710, place D'Youville, 3e étage
Québec (Québec) G1R 4Y4

Téléphone : 418 691-5950
Sans frais : 1 866 680-1884
Télécopieur : 418 644-0118
Courriel : info@economie.gouv.qc.ca
Site Web : québec.ca/économie

Dépôt légal – 2026
Bibliothèque et Archives nationales du Québec
ISBN 978-2-555-02711-4 (version électronique)

Tous droits réservés pour tous les pays.
© Gouvernement du Québec – 2026

Table des matières

Sommaire exécutif 1
Constats principaux des travaux de prospective énergétique 1
Introduction 5
Contexte légal du PGIRE 7
Importance économique de l'énergie au Québec 7
Approche méthodologique et démarche participative 9
Périmètre et limites de l'analyse 9
Aperçu de la méthodologie de modélisation 12
Démarche participative 14
Rôle et responsabilités des institutions et des distributeurs dans la mise en œuvre du PGIRE 16
État de la situation énergétique 17
Portrait de la consommation et des approvisionnements en énergie 17
Système énergétique en 2022 21
Émissions de GES 29
Balance commerciale énergétique 29
Présentation des scénarios 30
Description synthétique des travaux de scénarisation 31
Système énergétique en 2050 37
Consommation finale d'énergie et bouquet énergétique du Québec en 2050 37
Différents moyens d'approvisionnement énergétique 45
Efficacité énergétique 45
Approvisionnement en électricité 47
Besoins en flexibilité 50
Pointe de consommation électrique 52
Gaz naturel fossile et de source renouvelable 53
Hydrogène 56
Produits pétroliers 58
Échanges énergétiques 59
Émissions de GES 61
Coûts d'investissement 63
Coûts de la transition énergétique en cours 64
Surcoût pour décarboner l'économie du Québec d'ici 2050 64

Orientations, objectifs et cibles du PGIRE 66
Détail des cibles qui seront fixées dans le PGIRE 67
Indicateurs de suivi et reddition de comptes 68
Indicateurs de suivi envisagés 68
Reddition de comptes prévue 68
Annexes 69
Politiques énergétiques et climatiques modélisées 70
Glossaire et lexique 71
Analyse comparative des scénarios 74
Critères économiques 75
Critères socioéconomiques 78
Critères relatifs à l'importance de la pointe par rapport à la consommation moyenne et à l'expansion du réseau électrique 81
Critères technologiques 84
Comparaison des données de modélisation du PGIRE et des données d'Hydro-Québec ... 87
Nouveaux approvisionnements estimés 87
Coûts d'investissements estimés 88

Table des figures

Figure 1 : Grandes étapes d'élaboration du PGIRE et démarche participative 6
Figure 2 : Rôle et responsabilités des institutions et des distributeurs dans la mise en œuvre du PGIRE..... 16
Figure 3 : Évolution de l'approvisionnement net en énergie au Québec de 1995 à 2022 17
Figure 4 : Bouquet énergétique par secteur en 2022..... 18
Figure 5 : Bouquet énergétique par forme d'énergie en 2022 18
Figure 6 : Besoins en puissance (MW) à la pointe hivernale depuis 2019 19
Figure 7 : Puissance moyenne demandée au Québec pour les 8 760 heures de l'année 2023 (MW)..... 20
Figure 8 : Capacité de production électrique par type d'installation (GW) en 2022 21
Figure 9 : Production électrique par type d'installation (TWh) en 2022 21
Figure 10 : Carte du réseau principal d'Hydro-Québec..... 22
Figure 11 : Carte du réseau de transport du gaz naturel de TC Énergie 23
Figure 12 : Carte du réseau de transport de gaz naturel de TQM 24
Figure 13 : Cartes du réseau d'Énergir et d'Enbridge Gaz Québec..... 25
Figure 14 : Production de produits pétroliers au Québec (TWh) en 2022* 26
Figure 15 : Type de biomasses utilisées au Québec en 2022..... 28
Figure 16 : Production de bioénergies au Québec (TWh) en 2022..... 28
Figure 17 : Émissions de GES au Québec (Mt éq. CO2) en 2022 29
Figure 18 : Évolution de la balance commerciale énergétique au Québec en G$ de 2023 ..29
Figure 19 : Répartition par secteur de la demande en 2022 et des scénarios de demande en 2050 (TWh)..... 32
Figure 20 : Évolution de la consommation d'énergie finale dans le scénario de demande intermédiaire (TWh)..... 38
Figure 21 : Bouquet énergétique en 2050 selon le scénario de demande intermédiaire (TWh) 39
Figure 22 : Comparaison de la consommation d'énergie finale du secteur des bâtiments en 2022 et en 2050 (TWh)..... 40
Figure 23 : Comparaison de la consommation d'énergie finale du secteur industriel en 2022 et en 2050 (TWh) 42
Figure 24 : Comparaison de la consommation d'énergie finale du secteur des transports en 2022 et en 2050 (TWh) 44
Figure 25 : Évolution des gains potentiels en efficacité énergétique (TWh) 46
Figure 26 : Nouvelle production d'électricité par technologie en 2050 (TWh)..... 49
Figure 27 : Nouvelle capacité électrique installée en 2050 (GW)..... 50

Figure 28 : Évolution de la capacité totale de flexibilité énergétique comparativement à la pointe de la consommation d'électricité en 2030, en 2040 et en 2050 (%) 51
Figure 29 : Évolution de la différence entre la pointe et la puissance moyenne consommée (GW) 52
Figure 30 : Évolution de la disponibilité du gaz naturel et du GNR (TWh) 53
Figure 31 : Production de bioénergies des scénarios d'offre combinés au scénario de demande intermédiaire (TWh) 55
Figure 32 : Évolution de la production d'hydrogène (TWh) 57
Figure 33 : Évolution de la production des produits pétroliers en TWh 58
Figure 34 : Évolution des importations et des exportations d'énergie pour chaque scénario d'offre en TWh 60
Figure 35 : Évolution des émissions de GES par secteur en Mt éq. CO2 61
Figure 36 : Répartition du surcoût d'investissement pour décarboner l'économie d'ici 2050 – en G$ courants 65
Figure 37 : Répartition sectorielle de la demande d'énergie finale par scénario en 2050 (TWh) 74
Figure 38 : Répartition par source d'énergie de la demande d'énergie finale (TWh), selon le scénario, en 2050 75
Figure 39 : Écarts des coûts d'investissement cumulatifs comparativement au PHP en 2050 en G$ courants 76
Figure 40 : Écart de la balance commerciale énergétique cumulative en 2050 par rapport au PHP en G$ de 2023 77
Figure 41 : Résultat du critère analysant l'occupation des sols des parcs éoliens et solaires en 2050 (millier d'hectares) 79
Figure 42 : Résultat du critère analysant l'usage des ressources en 2050 80
Figure 43 : Résultat du critère analysant la pointe divisée par la consommation moyenne d'électricité en 2050 82
Figure 44 : Résultat du critère analysant l'expansion du réseau électrique en 2050 83
Figure 45 : Résultat du critère analysant les GES cumulatifs capturés par du CDA en 205085
Figure 46 : Résultat du critère analysant le risque lié à la construction des infrastructures électriques en 2050 86

Sommaire exécutif

Le présent rapport sert de base pour consulter le public et les communautés autochtones et demander un avis à la Régie de l'Énergie par rapport à diverses options énergétiques envisageables pour le Québec. Il s'agit de la dernière étape de la démarche participative menée par le gouvernement en amont de l'élaboration du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE).

Le rapport présente les travaux de scénarisation et de modélisation qui ont été alimentés par la variété de points de vue entendus lors de la tournée Vision énergie, tenue au printemps 2025 partout au Québec. Les ateliers de la tournée visaient à procurer au gouvernement une meilleure connaissance des visions de différentes parties prenantes de la planification énergétique du Québec se rapportant aux objectifs, aux choix futurs en matière d'énergie, aux priorités et aux attentes relatives au PGIRE.

Mise en garde
Les résultats présentés dans le rapport doivent être interprétés avec prudence et replacés dans un contexte plus large, tenant compte des interactions économiques et territoriales réelles, ainsi que des hypothèses et limites des travaux de modélisation.

Les apprentissages faits à travers la modélisation, l'avis produit par la Régie de l'énergie, les commentaires et les opinions qui découleront des consultations et l'expertise des distributeurs d'énergie contribueront à prendre différentes décisions qui mèneront à la définition d'une trajectoire énergétique à long terme jugée optimale pour le Québec.

Cette trajectoire énergétique sera présentée dans le PGIRE au printemps 2026, comme prévu dans la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* adoptée en juin 2025.

Constats principaux des travaux de prospective énergétique

Pour réussir sa transition énergétique tout en créant de la richesse, le Québec pourra s'appuyer sur l'approche « réduire, produire et séquestrer ». En effet, les constats qui émanent de la modélisation montrent qu'il faudra réduire les besoins énergétiques à la source, produire plus d'énergie propre pour décarboner l'économie et séquestrer des émissions pour compenser le carbone résiduel.

Besoins énergétiques

1. Les dynamiques économiques ainsi que l'évolution des habitudes de consommation influencent de manière déterminante la demande énergétique future, ce qui souligne l'importance d'orienter ces trajectoires de façon cohérente avec les objectifs de planification et de soutenabilité du système énergétique.

2. Dans un scénario de demande intermédiaire, la consommation totale d'énergie[1] se maintient à un niveau stable grâce à l'électrification du transport léger et des bâtiments. Ces évolutions s'accompagnent de gains appréciables en efficacité énergétique démontrant que les technologies actuelles permettent d'accomplir une grande part de la transition énergétique.
3. Le secteur industriel devient le principal utilisateur d'énergie à long terme, porté par la croissance industrielle et les avancées en captage de carbone.
4. Dans les bâtiments, la consommation d'électricité et les pointes de consommation sont maîtrisées grâce à l'essor des thermopompes, aux mesures de rénovation ainsi qu'à la complémentarité gaz-électricité.
5. Certains usages, tels que le transport lourd et certains procédés industriels, sont plus difficiles à décarboner.
6. Les scénarios axés sur la réduction de la demande présentent un équilibre favorable dans l'analyse multicritère, tout en reposant toutefois sur des technologies dont la maturité demeure limitée pour atteindre l'objectif climatique de 2050.

Autonomie énergétique

1. La transition vers un système décarboné renforce l'autonomie énergétique pour l'ensemble des scénarios, sauf celui de demande élevée.
2. Le développement massif de l'électricité, de l'hydrogène et des bioénergies accroît la production locale et soutient la résilience du territoire.

Diversification du bouquet énergétique

1. L'électricité demeure le pilier central du bouquet énergétique, appuyée par des filières complémentaires comme les molécules gazeuses (GNR, hydrogène) ainsi que les bioénergies solides et liquides.
2. Les besoins en énergies fossiles diminuent nettement, ne représentant plus que 9 à 12 % du bouquet énergétique en 2050, ce qui est attribuable, notamment, à une persistance du carburant d'aviation, et qui met en évidence le rôle déterminant du CUSC dans la réduction des émissions résiduelles associées à ces usages difficiles à substituer.

3. L'hydrogène faible en carbone s'impose comme un vecteur clé de la décarbonation des secteurs industriels et du transport lourd.
4. La production de bioénergies, dont le biocharbon, combinée au captage et au stockage du carbone, favorise des bilans d'émissions négatifs.
5. Les orientations liées à la demande viendront directement rythmer le déploiement des infrastructures énergétiques. L'utilisation et le maintien des réseaux existants contribueront à atteindre ces objectifs.
6. De nouvelles solutions, telles que les réseaux de chaleur (alimentés par la biomasse et la chaleur résiduelle) et la géothermie, viendront agrandir le bouquet énergétique.

[1] La consommation totale d'énergie représente l'énergie réellement livrée aux utilisateurs finaux des différents secteurs de l'économie (ménages, industries, transports, services, etc.). Cette consommation ne comprend pas les quantités consommées pour produire ou transformer l'énergie et ne comprend pas non plus les pertes de distribution des lignes électriques.

Moyens de production d'énergie

1. L'augmentation de la capacité de production électrique est incontournable pour accompagner la montée en puissance des usages électrifiés. La décarbonation de l'économie s'accompagne, dans tous les scénarios, d'un ajout de sources de production stables, comme l'hydroélectricité.
2. L'éolien connaît une progression soutenue, et le solaire photovoltaïque complète le bouquet électrique, surtout dans les scénarios « Sources d'énergie décentralisées » (O4).
3. L'option du nucléaire, par le biais des PRM, peut être considérée comme une solution potentielle du bouquet énergétique. Cependant, le réalisme de sa mise en œuvre demeure incertain.
4. La production de bioénergies croît fortement, portée par la valorisation des résidus agricoles et forestiers.
5. L'hydrogène ressort comme solution pour des usages précis et difficiles à électrifier.
6. Le risque lié à la construction des infrastructures énergétiques varie selon le niveau de demande dans chaque scénario.

Efficacité et flexibilité énergétiques

1. L'efficacité énergétique requiert des investissements importants dans tous les secteurs, en particulier dans les bâtiments.
2. Sur la base des potentiels technico-économiques uniquement, les gains d'efficacité pourraient combler plus de 16 % de la demande énergétique totale à l'horizon 2050.
3. Les thermopompes et la biénergie diminuent la demande électrique en chauffage et atténuent les pics de consommation hivernale.
4. La combinaison d'efficacité et de flexibilité constitue un pilier essentiel de la transition énergétique en permettant de limiter les besoins en nouvelles capacités de production.
5. Le stockage d'énergie et la gestion de la demande deviennent essentiels pour équilibrer un bouquet électrique dont la part d'énergie variable augmente.

Introduction

Si le pétrole a permis, dans le passé, à des États de s'enrichir considérablement, le 21e siècle sera celui des économies vertes, dont fait partie le Québec. Plusieurs gouvernements sont fermement engagés dans la transition énergétique, et le groupe de réflexion indépendant Ember rapporte que, pour la première fois de l'histoire, la part mondiale d'électricité produite à partir de source renouvelable a dépassé celle produite au charbon en 2025. Bien que le contexte géopolitique récent semble ralentir le mouvement, il est tout de même bien amorcé et visionnaire.

En matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES), le Québec s'est doté d'une cible de 37,5 % sous le niveau de 1990 en 2030[2], et d'une aspiration à la carboneutralité. L'énergie représentant une part importante des émissions de GES de la province, la transition énergétique est déjà en cours et est incontournable. Le Québec est un précurseur en énergie verte et le demeurera.

Les besoins en mégawatts sont réels : de nombreuses entreprises québécoises souhaitent accroître et décarboner leurs processus de production, et des entreprises étrangères lorgnent le Québec pour s'y implanter afin de profiter d'une énergie propre et renouvelable. Cette pression a contraint le gouvernement à adopter, dès 2023, un nouveau cadre prévoyant que les projets requérant une demande d'électricité de 5 MW et plus doivent être soumis à une autorisation[3]. La *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* (PL 69) a bonifié ce processus d'autorisation ministérielle en vue d'assurer une utilisation optimale de l'électricité, notamment en renforçant la possibilité d'assortir les autorisations de conditions. De toute évidence, le développement des nouveaux approvisionnements devient une occasion à saisir pour assurer un développement économique durable.

Anticiper les besoins énergétiques à long terme est crucial pour trouver les solutions les plus appropriées, agir sur notre consommation et prendre les bonnes décisions d'investissement concernant la production, le transport et la distribution d'énergie. L'heure est venue pour le Québec d'adopter une vision claire et intégrée en matière d'énergie propre ainsi que de sobriété et d'efficacité énergétiques pour informer les Québécois et orienter les choix énergétiques et économiques du Québec à court, moyen et long terme.

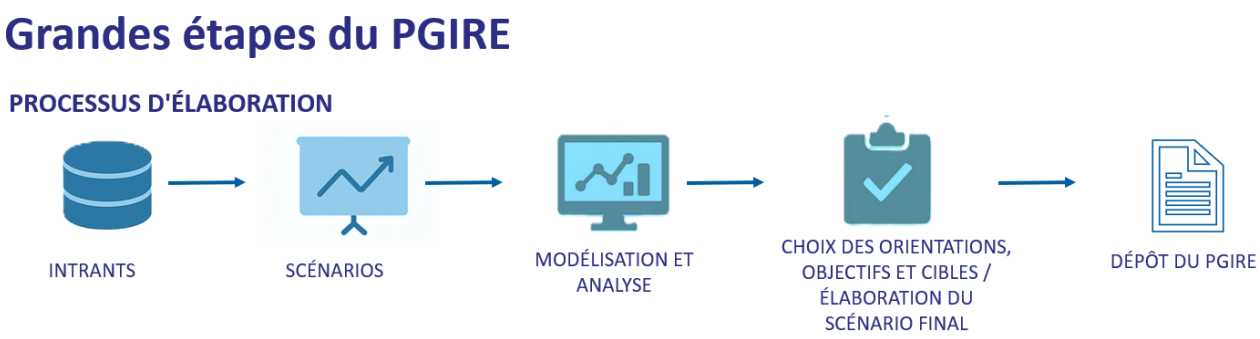
Le PGIRE répond à cette nécessité de planifier à long terme l'avenir énergétique du Québec, afin de permettre une gestion prévisible, efficace et durable des différentes ressources énergétiques. Son élaboration s'attarde d'abord à brosser le portrait actuel de la consommation et des approvisionnements énergétiques du Québec. Elle repose ensuite sur un exercice d'exploration de chemins possibles pour répondre à la demande future, dans le respect notamment des cibles de réduction des émissions de GES du Québec et des potentiels technico-économiques des diverses solutions énergétiques. Il s'agit d'une démarche structurée, inclusive et fondée sur l'analyse. En fin d'exercice, une trajectoire énergétique finale sera définie.

---

[2] Une consultation sur la révision de la cible de réduction des émissions de GES pour 2030 est prévue à l'Assemblée nationale du 25 novembre au 3 décembre 2025. Le document de consultation est disponible en ligne.

[3] Loi visant notamment à plafonner le taux d'indexation des prix des tarifs domestiques de distribution d'Hydro-Québec et à accroître l'encadrement de l'obligation de distribuer de l'électricité.

Figure 1 : Grandes étapes d'élaboration du PGIRE et démarche participative



Le Québec : résolument engagé dans la transition énergétique

- Mise en œuvre du Plan pour une économie verte 2030 (PEV), un vaste chantier d'électrification de l'économie et d'efficacité énergétique;
- Lancement en 2022 de la Stratégie québécoise sur l'hydrogène vert et les bioénergies 2030, qui a pour but de créer un cadre cohérent et un environnement favorable pour accélérer la production, la distribution et l'utilisation de l'hydrogène vert et des bioénergies;
- Adoption, en 2022, de la Loi visant principalement à mettre fin à la recherche et à la production d'hydrocarbures ainsi qu'au financement public de ces activités (L.Q. 2022, chapitre 10);
- Mise en place des mesures pour accélérer le développement de la filière des gaz de source renouvelable (GSR);
- Création de la Vallée de la transition énergétique en mai 2023, pour amorcer, développer et valoriser l'innovation en transition énergétique pour une économie prospère de classe mondiale;
- Adoption de la Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives (LQ 2025, chapitre 24), afin de structurer les approvisionnements énergétiques propres qui soutiendront l'atteinte des cibles climatiques et économiques.

Contexte légal du PGIRE

La Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives (L.Q. 2025, chapitre 24) a été adoptée et sanctionnée à l'Assemblée nationale du Québec le 7 juin 2025. Elle vise à adapter l'encadrement du secteur de l'énergie en vue, notamment, d'atteindre les objectifs du gouvernement en matière de transition énergétique, de développement économique et de décarbonation. Cette loi est venue modifier la Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (RLRQ, chapitre M-14.1), afin de confier à la ministre la responsabilité d'élaborer un PGIRE.

La Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie prévoit désormais que la ministre doit établir, tous les six ans, un PGIRE portant sur une période de 25 ans et visant à favoriser le développement énergétique du Québec dans une perspective de transition énergétique. Le plan doit faire l'objet d'un état d'avancement tous les trois ans.

Le PGIRE porte sur toutes les sources d'énergie consommées au Québec. Il contient un état de la situation énergétique, une évaluation des besoins futurs, des orientations à respecter ainsi que des objectifs et des cibles à atteindre en matière d'énergie ainsi que de sobriété et d'efficacité énergétiques. De plus, il établira, notamment des orientations, des objectifs et des cibles quant aux approvisionnements énergétiques, au développement des infrastructures et à l'innovation.

Ce plan doit être établi en conformité avec les orientations gouvernementales en matière de développement économique. Il doit également respecter les principes et les objectifs énoncés dans la politique-cadre sur les changements climatiques, intitulée *Plan pour une économie verte 2030* (PEV 2030), ainsi que la cible de réduction des émissions de GES fixée en vertu de la Loi sur la qualité de l'environnement (RLRQ, chapitre Q-2).

La ministre s'adjoint notamment Hydro-Québec et les distributeurs de gaz naturel dans le cadre de l'élaboration du PGIRE. Dans cet exercice, la ministre consulte la population, y compris les communautés autochtones, et soumet le plan à la Régie de l'énergie afin qu'elle lui donne son avis sur les questions, dans les délais qu'elle lui indique.

Importance économique de l'énergie au Québec

Puisque la totalité des énergies fossiles consommées au Québec est importée, et que celles-ci comptent pour plus de 50 % de toutes sources énergétiques que nous consommons, il y a de facto un gain économique à les remplacer par de l'énergie renouvelable produite localement. Tout comme pour l'électricité, et en complément à celle-ci, les bioénergies et l'hydrogène vert, en étant produits et consommés au Québec, pourraient aider à améliorer l'indépendance énergétique et la balance commerciale énergétique du Québec.

Le développement énergétique au Québec est par ailleurs un moteur économique majeur, avec des investissements massifs qui se traduisent par la création d'emplois et le développement régional et industriel. En 2023, la contribution directe à l'économie québécoise de la production, du transport, de la transformation et de la distribution d'énergie s'élevait à 13,2 milliards de dollars, soit 3,1 % du produit intérieur brut (PIB)[4].

[4] HEC Montréal, *État de l'énergie au Québec*, 2025.

Que ce soit en raison de la population grandissante, pour soutenir la réalisation de projets économiques ainsi que nos secteurs stratégiques – minier, manufacturier, technologique – ou pour décarboner nos transports, nos industries et nos bâtiments, la disponibilité de l'énergie renouvelable devra s'accroître considérablement. Il en va de la compétitivité de notre économie et de nos entreprises. Évidemment, l'efficacité énergétique a un rôle de premier plan, mais elle ne suffira pas à atteindre nos objectifs. Dans son plan d'action 2035, Hydro-Québec annonce son intention de dégager 21 TWh d'énergie, soit en moyenne 1,6 TWh par année en économies récurrentes. Or le rapport *Efficacité énergétique : incontournable pour décarboner le Québec*, publié en octobre 2024 par l'Institut du Québec, rapporte que cet objectif « dépasse largement les cibles précédentes (0,5 à 1 TWh par année), mais aussi les résultats obtenus en efficacité énergétique entre 2018 et 2023 (0,7 TWh par année). Cette ambition constitue toujours un défi de taille parce qu'il est difficile de s'assurer que tous les acteurs (ménages, entreprises, industries) adoptent de telles mesures dans les délais prévus, ce qui explique pourquoi il a été ardu d'atteindre les objectifs d'efficacité énergétique par le passé. »[5]

Toute croissance demeurera donc conditionnée par divers enjeux, dont l'adoption réelle d'une culture d'efficacité énergétique, l'intégration progressive des chaînes d'approvisionnement nécessaires à l'émergence des nouvelles filières, ou la disponibilité d'une main-d'œuvre suffisante et qualifiée.

Le gouvernement a récemment dévoilé sa nouvelle vision économique, *Le pouvoir québécois : réponse au nouveau contexte mondial*. L'une des quatre grandes priorités qui y sont présentées est de miser sur notre énergie renouvelable et d'augmenter massivement sa production. Par cette vision, le Québec fait de l'énergie propre une locomotive économique, dans une perspective de retombées en matière de qualité des emplois et de développement régional et industriel.

Selon une évaluation du ministère des Finances du Québec, les centaines de millions de dollars d'investissements requis d'ici 2050 pour accroître la production d'électricité au Québec pourraient avoir un effet cumulatif de 127 milliards de dollars sur le PIB du Québec.

De plus, l'accroissement des approvisionnements électriques entraînerait à terme, à compter de 2050, un gain annuel récurrent de plus de 6 milliards de dollars sur le PIB réel. Ce gain découlerait de l'augmentation et de la modernisation de la production de plusieurs secteurs, et de la construction des nouvelles infrastructures, qui stimulerait également l'activité économique (génie civil, services informatiques et logiciels).

Il s'agit cependant d'un minimum puisque l'électricité additionnelle disponible, si elle est bien utilisée, pourra soutenir le développement de secteurs économiques de pointe ou d'applications à forte valeur ajoutée dans les entreprises, par exemple en intelligence artificielle. Cette transformation de l'économie aura des retombées encore plus importantes.

[5] Institut du Québec, *Efficacité énergétique : incontournable pour décarboner le Québec*, 2024.

Approche méthodologique et démarche participative

Périmètre et limites de l'analyse

L'analyse repose sur une approche hybride combinant la modélisation d'optimisation et de simulation**.** Le modèle d'optimisation permet d'identifier, pour chaque scénario exploré, les trajectoires technico-économiques les plus efficientes et les moins coûteuses, afin de satisfaire les besoins énergétiques du Québec à long terme, tout en respectant les contraintes technologiques, environnementales et économiques. Cette approche est complétée par des modules de simulation qui permettent d'ajuster le modèle à certaines réalités et politiques en vigueur.

L'analyse ne pose pas d'hypothèse sur le niveau d'acceptabilité sociale des solutions, qui sont donc traitées sur un pied d'égalité. Elle suppose aussi que les toutes les parties prenantes (citoyens, entreprises, gouvernement, etc.) déploieront les efforts nécessaires pour respecter la contrainte principale du modèle, soit la trajectoire de réduction des émissions de GES établie (changements de comportements ou de mode de vie, adoption de lois et règlements, etc.). Ces aspects seront analysés pour la trajectoire énergétique finale en se basant sur les résultats de la consultation publique, les échanges avec les communautés autochtones et l'avis qu'aura produit la Régie de l'énergie.

Carboneutralité
La carboneutralité est définie comme l'atteinte d'émissions de GES nettes nulles. Puisqu'une partie des émissions, notamment celles issues de certains procédés industriels et agricoles, peut être trop coûteuse ou trop difficile à éliminer totalement en fonction du développement anticipé des pratiques et des technologies, la réduction des émissions de GES totales à zéro est pratiquement impossible. Les émissions résiduelles doivent donc être contrebalancées par un retrait équivalent de GES de l'atmosphère (ou par des achats de réductions ou de retraits hors Québec), par exemple par le stockage géologique de carbone d'origine non fossile ou le captage direct du carbone atmosphérique et son stockage géologique. La carboneutralité repose ainsi sur deux composantes : la réduction des émissions de GES et un volume de retraits (ou d'achats) de GES équivalant aux émissions résiduelles. À cet effet, pour l'exercice exploratoire du PGIRE, une cible d'au moins 80 % de réduction des émissions de GES en 2050, par rapport à 1990, a été définie afin de quantifier le niveau maximal d'émissions résiduelles attendu au moment d'atteindre la carboneutralité, soit 20 % du niveau des émissions en 1990. La part de réduction pourrait être revue à la hausse à l'issue de la consultation à l'Assemblée nationale sur les cibles de réduction des émissions de GES qui, elle, considère une réduction de 85 %.

Objectif de l'analyse

L'analyse vise à évaluer différents chemins possibles pour le système énergétique québécois d'ici 2050, en explorant diverses trajectoires et options en matière de demande et d'offre énergétiques. Ces trajectoires sont étudiées en tenant compte d'une réduction des émissions de GES cohérente avec la réduction projetée dans le Plan de mise en œuvre (PMO) 2025-2030 du PEV 2030[6] et avec un objectif de décarboner l'ensemble de l'économie à l'horizon 2050.

[6] L'exercice considère que l'effort de réduction des émissions de GES nécessaire à l'atteinte de la cible de 2030 est réalisé à 65 % en territoire québécois, ce qui correspond au scénario de référence du PMO 2025-2030. Le reste de l'effort de réduction pourrait provenir d'une bonification des actions de réduction des

Il s'agit d'évaluer :

- les trajectoires d'évolution possibles du système énergétique selon divers scénarios ;
- les options technologiques et les filières énergétiques les plus efficientes pour répondre aux besoins du Québec;
- les coûts d'investissement associés à la mise en œuvre des différents scénarios;
- les effets sur la consommation et la production d'énergie ainsi que sur les émissions de GES.

Cadre temporel

L'analyse couvre la période 2023-2050. Au début de l'horizon de modélisation, les périodes de résolution sont d'un à trois ans. À partir de 2035, les résultats sont produits à intervalles de cinq ans, sans génération de données annuelles intermédiaires. Ce choix permet de réduire la complexité et les incertitudes de la modélisation.

Résolution temporelle
Le modèle utilise principalement une résolution temporelle composée de 16 périodes, mais va aussi jusqu'à une résolution de 96 périodes permettant de capter les variations saisonnières. Cette structure temporelle, fondée sur des journées types réparties entre l'hiver et les autres saisons, assure une meilleure représentation des besoins en flexibilité et de la gestion de la pointe. Cette approche permet de bien capter la variabilité infra-annuelle de la consommation et de la production d'énergie, tout en maintenant un niveau de complexité raisonnable. Si des données horaires sont présentes dans le modèle, elles ne sont pas représentées pour l'entièreté de l'année. Cela limite la capacité du modèle à simuler les pointes extrêmes de demande et certains effets de flexibilité. Certains constats généraux pourraient donc être raffinés par des analyses complémentaires en vue d'élaborer la trajectoire énergétique du PGIRE.

Cadre géographique

L'analyse est limitée au territoire du Québec, considéré comme une entité énergétique distincte. Les prix de l'énergie, les tendances économiques mondiales et nord-américaines ainsi que les évolutions technologiques hors Québec sont traités comme des hypothèses exogènes. Les résultats évaluent donc les trajectoires possibles d'un Québec atteignant la carboneutralité, sans modéliser explicitement les interactions internationales ni les politiques énergétiques des autres juridictions. Les échanges énergétiques avec les autres régions sont permis et s'appuient sur des hypothèses de prix et de quantités disponibles.

Par ailleurs, l'analyse adopte une perspective globale des potentiels énergétiques à l'échelle du Québec, sans intégrer de manière fine les particularités régionales ni les caractéristiques propres aux marchés locaux. Ainsi, les énergies faibles en carbone disponibles localement dans certaines

émissions au Québec dans le cadre des prochaines éditions du PMO ainsi que d'achats nets de réductions d'émissions hors Québec sur le marché du carbone commun Québec-Californie.

régions ne sont pas considérées de façon spécifique. À titre d'exemple, la région de l'Outaouais, qui dispose d'un réseau gazier distinct et d'un écosystème industriel susceptible de contribuer plus activement à la trajectoire de décarbonation, n'est pas modélisée individuellement. Toutefois, les solutions qui pourraient y être déployées sont représentées parmi l'ensemble des technologies et options d'offre énergétique prises en compte par le modèle.

De plus, le Québec est modélisé comme une seule région, à l'exception du secteur électrique, pour lequel il a été divisé en cinq sous-régions pour mieux capturer les ressources de production et de transport. Pour les autres filières énergétiques, comme les bioénergies, nous ne faisons pas de distinctions régionales, et les distances de transport sont approximées.

Limites du modèle

Comme tout outil de modélisation, le modèle technico-économique d'optimisation comporte certaines limites qui doivent être prises en compte dans l'interprétation des résultats. Le modèle présente notamment des limites liées à son périmètre géographique, restreint à la province du Québec. Ce cadre uni régional ne tient pas pleinement compte des interactions avec les autres marchés provinciaux ou internationaux, ce qui peut entraîner une sous-estimation des tensions concurrentielles et des fuites de revenus hors du territoire. Le modèle s'appuie sur une base de données détaillées de technologies existantes et émergentes, décrites à l'aide de paramètres tels que les coûts, l'efficience énergétique et les délais de mise en œuvre[7]. Les incertitudes liées à leur développement, à leur acceptabilité sociale, à l'évolution des cadres réglementaires ou à la disponibilité de la main-d'œuvre ne sont pas explicitement modélisées. Ainsi, les résultats ne constituent ni des prévisions ni des engagements quant au déploiement réel des technologies. Les trajectoires présentées doivent donc être interprétées comme des scénarios servant à éclairer les choix stratégiques et les orientations de planification énergétique.

Par ailleurs, si le modèle comptabilise les investissements directs dans les actifs énergétiques, notamment la production, le stockage et le transport d'énergie, il ne saisit pas toujours l'ensemble des coûts indirects liés aux infrastructures de soutien ou aux activités en amont. Ces éléments, non négligeables, peuvent mener à sous-estimer les besoins réels en capital et en main-d'œuvre associés à la transition énergétique.

En somme, ces limites ne remettent pas en cause la robustesse générale des résultats, mais elles rappellent que les estimations issues du modèle doivent être interprétées avec prudence et replacées dans un contexte plus large, tenant compte des interactions économiques et territoriales réelles.

[7] Le modèle utilise des durées fixes pour le développement technique et la construction afin d'évaluer le risque de non-disponibilité des infrastructures à court terme (notamment pour les cibles de 2030 et 2035), notamment pour les barrages (délai fixe de 12 ans pour le développement et la construction) et les parcs éoliens ou solaires (délai fixe de 3 à 4 ans).

Aperçu de la méthodologie de modélisation

L'élaboration du PGIRE repose sur une approche intégrée de modélisation d'énergie et d'économie, visant à analyser de manière cohérente l'évolution du système énergétique québécois, les transformations technologiques ainsi que leurs effets économiques, sociaux et environnementaux. Cette démarche repose sur le couplage des modèles NATEM-QC et NAGEM-QC, deux outils développés et adaptés à la réalité du Québec par la firme de modélisation énergétique ESMIA. Ce couplage permet d'évaluer simultanément les trajectoires énergétiques et leurs répercussions économiques, en assurant la cohérence entre les bilans énergétiques, les flux macroéconomiques et les objectifs climatiques de la province. Les modélisations énergétique et économique comprennent à la fois des hypothèses communes (calibration par rapport aux bilans énergétiques et aux inventaires de GES, politiques déjà en vigueur, évolutions anticipées des technologies) et des hypothèses spécifiques liées à la demande et à l'offre.

Le modèle énergétique : NATEM-QC

NATEM-QC (North American TIMES Energy Model) est un modèle techno-économique ascendant qui représente de façon détaillée l'ensemble du système énergétique québécois (production, consommation, transformation et transport de l'énergie).Ce modèle repose sur la plateforme TIMES, développée sous l'égide de l'Agence internationale de l'énergie et utilisée dans plus de 70 pays. Il détermine, à l'aide de la programmation linéaire, la combinaison de technologies la plus efficiente afin de répondre à la demande énergétique tout en respectant les contraintes de ressources, de politiques publiques et de réduction des émissions de GES.

La fonction d'optimisation de NATEM-QC vise à minimiser le coût total actualisé du système énergétique, en intégrant les investissements, les coûts d'exploitation, les taxes, les subventions, les importations et les exportations. Le modèle tient également compte des rétroactions macroéconomiques sur le système énergétique par l'ajustement des demandes de services énergétiques.

Mise en garde sur les coûts d'investissement

Afin de comparer, de manière transparente, l'effort financier requis pour mettre en place les différentes trajectoires énergétiques, ce rapport présente les coûts d'investissement. Les coûts d'investissement correspondent aux dépenses initiales nécessaires pour construire ou installer de nouvelles infrastructures ou technologies énergétiques, qu'il s'agisse d'ajouter de nouveaux moyens de production, de moderniser les réseaux ou d'intégrer de nouvelles technologies. Contrairement aux coûts totaux, l'ensemble des coûts nécessaires pour faire fonctionner le système énergétique dans son intégralité (ex.: coûts d'opération, de maintenance et d'approvisionnement) ne sont pas inclus.

Ces coûts sont pris en compte pour déterminer, parmi l'ensemble des options disponibles, la combinaison de technologies et d'infrastructures qui permet de satisfaire la demande énergétique au moindre coût total pour le système, en tenant compte des contraintes (par exemple, les objectifs climatiques, les limites de ressources ou de production).

En les présentant pour chaque scénario, on met en évidence les écarts d'investissement nécessaires selon les choix technologiques et les niveaux de demande, ce qui contribue à éclairer la planification et les décisions publiques à long terme.

NATEM-QC offre une représentation complète et technologiquement détaillée du système énergétique québécois, y compris toutes les filières (hydroélectricité, éolienne, solaire, biomasse, gaz, pétrole, etc.) et tous les secteurs d'activité (transport, bâtiment, industrie et agriculture). Il permet de modéliser différentes trajectoires énergétiques d'ici 2050, tout en évaluant la compétitivité et la faisabilité technologique des options retenues.

Le modèle macroéconomique : NAGEM-QC

NAGEM-QC (North American General Equilibrium Model) est un modèle d'équilibre général dynamique représentant l'ensemble de l'économie québécoise. Il reproduit la structure du modèle énergétique NATEM-QC, tout en intégrant les interactions entre les agents économiques (ménages, industries et gouvernements) et les marchés (biens, capitaux, travail et énergie).

Ce modèle permet de tenir compte des contraintes macroéconomiques des politiques énergétiques et climatiques (ressources, marchés). Il simule les ajustements structurels nécessaires à long terme afin d'atteindre les objectifs climatiques, tout en maintenant l'équilibre du marché entre l'offre et la demande.

Le couplage NATEM-NAGEM

Le couplage dynamique entre NATEM-QC et NAGEM-QC constitue le cœur de la méthodologie du PGIRE. Les trajectoires énergétiques optimales produites par NATEM-QC servent ainsi d'intrants pour NAGEM-QC, qui les reprend dans un cadre économique.

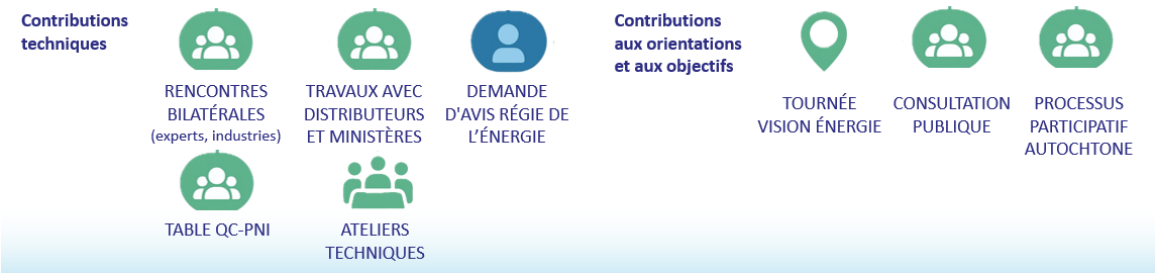
Les ajustements macroéconomiques issus de NAGEM-QC (par l'intermédiaire de la croissance économique sectorielle) sont ensuite rétro-injectés dans NATEM-QC, permettant un bouclage itératif entre les deux modèles jusqu'à la convergence des résultats. Ce processus assure une cohérence complète entre les bilans énergétiques et économiques, et permet d'obtenir une représentation intégrée du système québécois à l'horizon 2050.

Démarche participative

Le PGIRE se veut un outil rassembleur et pédagogique en matière de réflexion sur l'avenir énergétique du Québec. C'est une première pour le Québec de se doter d'une vision intégrée énergétique sur un horizon de 25 ans, laquelle évoluera, bien évidemment. La démarche participative élaborée pour incarner cette volonté prévoyait trois grands jalons :

- diffuser de l'information transparente sur les différentes filières énergétiques propres ou renouvelables;
- connaître les perceptions des différents groupes face à la planification énergétique stratégique;
- vérifier l'adéquation des orientations gouvernementales avec les perceptions et les attentes des différents groupes.

Le gouvernement a conséquemment déployé plusieurs initiatives.



Diffusion d'information

- Le balado *Vert quoi se tourner?* a été produit par le gouvernement du Québec afin d'informer le grand public sur les avantages et inconvénients des différentes filières énergétiques propres ou renouvelables.

- Une série de webinaires a été diffusée au sujet de l'énergie éolienne pour répondre aux questions les plus courantes des citoyens et des élus municipaux.

Échanges

- Une table Québec-Premières Nations a été instaurée afin de permettre un espace d'échanges techniques. Trois rencontres ont été tenues depuis sa mise en place.

- La tournée Vision Énergie, tenue de mars à juin 2025, a effectué 14 arrêts, dans 14 régions du Québec, et a permis de rencontrer un total de 489 participants. Elle a favorisé les échanges en amont de l'élaboration du PGIRE avec les différentes parties prenantes. Elle a permis d'entendre les groupes visés sur leur vision de la planification énergétique du Québec, comme les objectifs, les choix futurs en matière d'énergie, les priorités et les attentes d'une planification intégrée, et de recueillir des idées sur lesquelles la population a ensuite été invitée à se prononcer en ligne, sur le Mur à idées. Les communautés autochtones ont été invitées à une rencontre en marge de chaque arrêt de la tournée, afin de faire valoir leurs priorités et leurs réalités territoriales.

- Les ateliers thématiques Vision énergie ont réuni, à l'été et à l'automne 2025, des experts et des représentants sectoriels, afin de valider les hypothèses et les projections sur la demande, utilisées pour l'élaboration des scénarios, et de les ancrer dans la réalité du terrain, d'approfondir la compréhension des dynamiques liées à l'intégration des filières d'énergies renouvelables et de cerner les principaux enjeux susceptibles d'influencer l'évolution de l'offre énergétique à long terme. Des rencontres bilatérales ont aussi été tenues avec différents groupes n'ayant pu participer ou détenant une expertise précise.

- La collaboration des distributeurs d'énergie (particulièrement Hydro-Québec, Énergir, Enbridge Gaz Québec) a été sollicité dans le cadre des travaux de scénarisation et de modélisation et l'expertise du ministère des Finances, du ministère de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs, du ministère de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation, du ministère des Ressources naturelles et des Forêts, du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, du ministère des Transports et de la Mobilité durable et d'Investissement Québec a été mise à contribution.

Consultation

- Une consultation publique est en cours du 10 décembre 2025 au 30 janvier 2026 pour présenter au grand public différents futurs énergétiques possibles et lui adresser des questions qui aideront à alimenter les choix finaux.

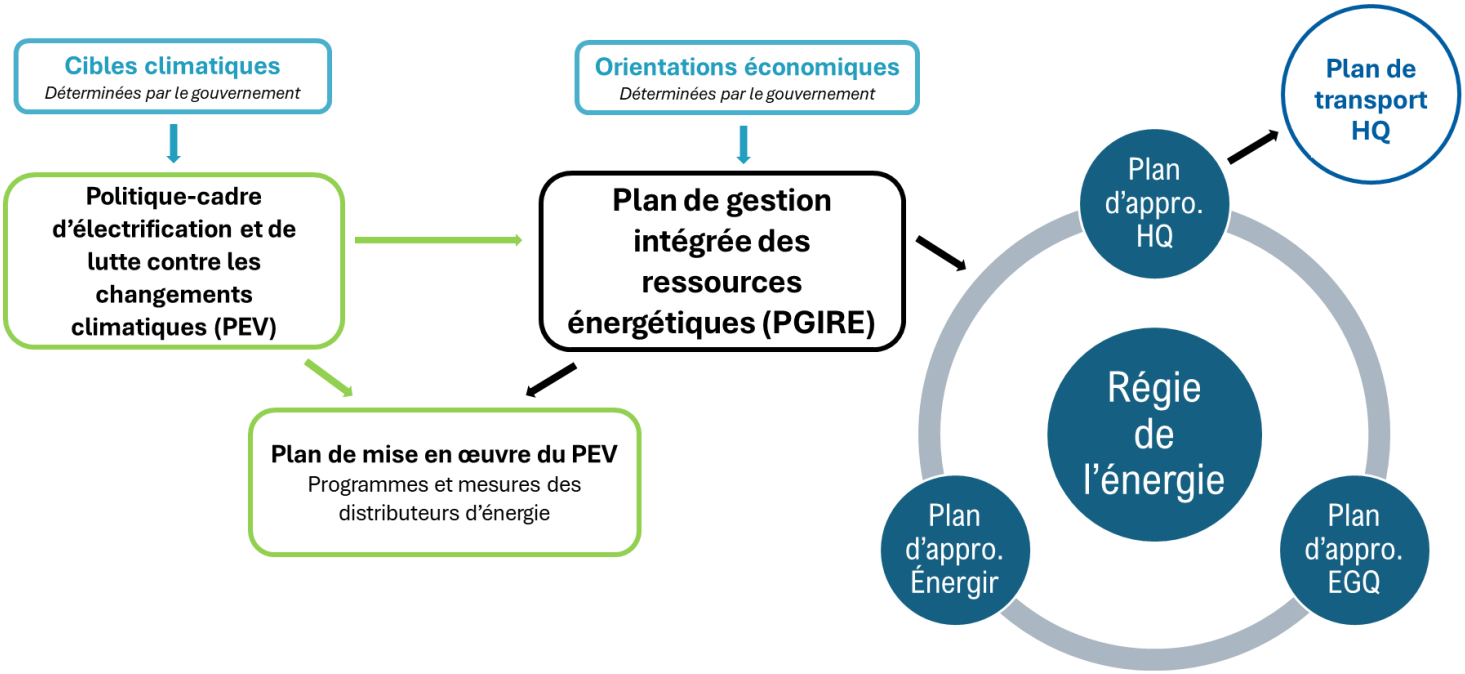
- Un processus participatif est déployé auprès des communautés autochtones, parallèlement à la consultation publique.

- Les experts en énergie pourront déposer un mémoire à la Régie de l'énergie dans le cadre de l'avis que lui demandera le gouvernement.

Rôle et responsabilités des institutions et des distributeurs dans la mise en œuvre du PGIRE

La mise en œuvre du PGIRE reposera sur une gouvernance partagée entre le gouvernement du Québec, les distributeurs d'énergie et la Régie de l'énergie. Le gouvernement assurera la coordination générale du plan, le suivi de sa mise en œuvre et l'arrimage avec ses politiques environnementales et économiques. Une fois le PGIRE finalisé et les cibles énergétiques déterminées, le gouvernement s'assurera que les mesures prévues au PMO du PEV 2030 concordent avec les orientations du PGIRE, notamment en ce qui a trait à la sobriété et à l'efficacité énergétiques. Les distributeurs d'énergie (Hydro-Québec, Enbridge Gaz Québec et Énergir) seront quant à eux responsables de proposer des plans d'approvisionnement élaborés dans le respect du PGIRE. La Régie de l'énergie devra pour sa part, dans l'exercice de ses fonctions et de ses pouvoirs, respecter les orientations du PGIRE et permettre l'atteinte de ses cibles et de ses objectifs. Ensemble, ces institutions veillent à la cohérence de l'exercice de planification stratégique qu'est le PGIRE.

Figure 2 : Rôle et responsabilités des institutions et des distributeurs dans la mise en œuvre du PGIRE



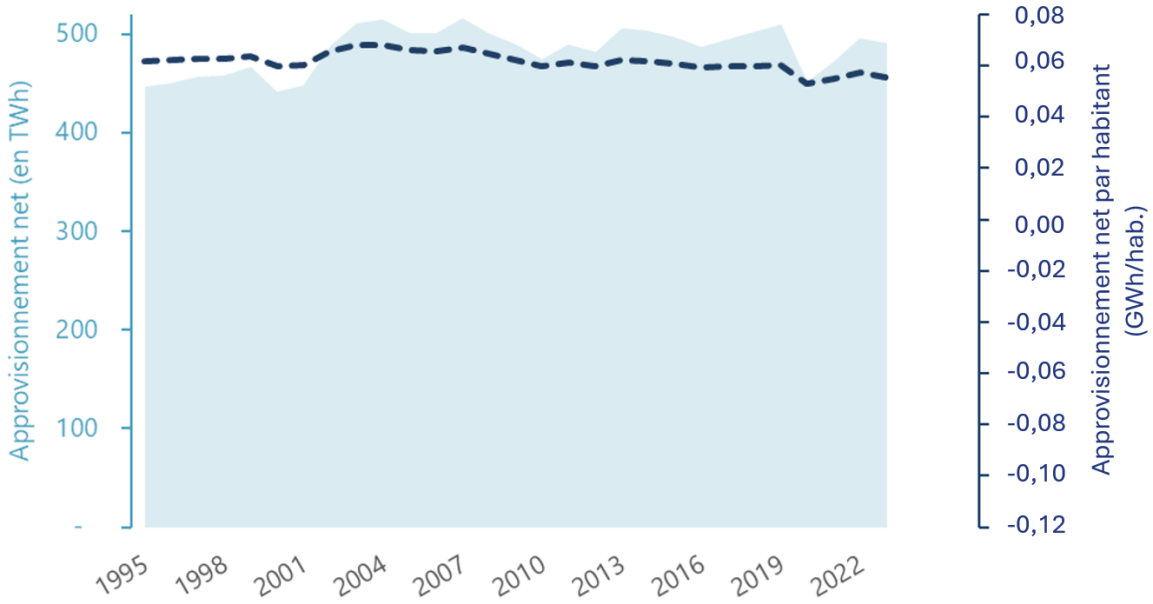
HQ : Hydro-Québec
EGQ : Enbridge Gaz Québec

État de la situation énergétique

Portrait de la consommation et des approvisionnements en énergie[8]

Entre 1995 et 2022, la province a vu sa consommation d'énergie croître d'environ 10 %, pour atteindre près de 496 TWh[9] en 2022. Toutefois, la croissance de la population, accompagnée par des améliorations du système énergétique, a permis la diminution de la consommation moyenne d'énergie par habitant de 11 % sur la même période.

Figure 3 : Évolution de l'approvisionnement net en énergie au Québec de 1995 à 2022[10]



Source : ESMIA, à partir du tableau 25-10-0029-01 de Statistique Canada (2024) et des données de l'Institut de la statistique du Québec.

[8] Mise en garde : Les données utilisées pour cette section sont celles de 2022, année au cours de laquelle les restrictions liées à la COVID-19 ont continué d'influencer certains aspects du portrait énergétique (ex. : la consommation énergétique du secteur des transports, les importations de produits pétroliers, etc.).

[9] Afin de faciliter la présentation des résultats, les unités de mesure naturelles des différentes sources d'énergie ont été converties en TWh équivalents.

[10] Statistique Canada, Tableau 25-10-0029-01 Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules, annuel, 2024.

Le Québec se démarque sur la scène internationale par la grande part d'énergie renouvelable dans son bouquet énergétique, qui représente 48 % de l'approvisionnement net[11] en énergie en 2022. Cette part d'énergie renouvelable est majoritairement attribuable à l'électricité décarbonée, qui représente 41 % de l'approvisionnement total en énergie. Les bioénergies représentent 7 % du total englobant les formes liquide, solide et gazeuse. En particulier, le Québec profite de ses vastes ressources hydrauliques et se place au quatrième rang mondial en matière d'hydroélectricité, avec 40,9 GW de puissance hydroélectrique installée en 2022[12] en grande majorité produite par Hydro-Québec, mais aussi par des autoproducteurs et des producteurs privés indépendants. Cette abondance en énergie électrique a contribué au fait que le Québec est l'un des plus grands consommateurs d'électricité par habitant au monde, derrière l'Islande et la Norvège[13] (environ 22 MWh/habitant en moyenne par année). Les énergies fossiles représentent 52 % des besoins énergétiques du Québec en 2022, avec majoritairement des hydrocarbures utilisés comme combustibles. Les produits pétroliers (majoritairement l'essence et le carburant diesel) ainsi que le gaz naturel sont les principaux combustibles consommés au Québec.

Figure 4 : Bouquet énergétique par secteur en 2022

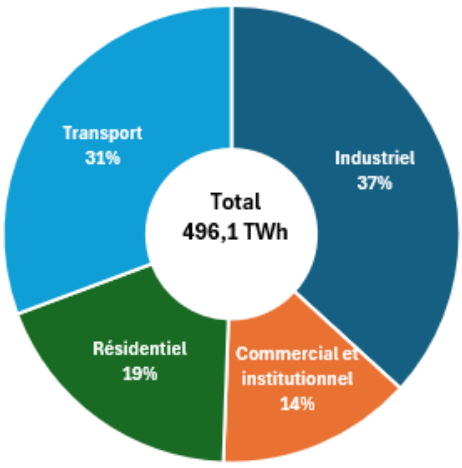
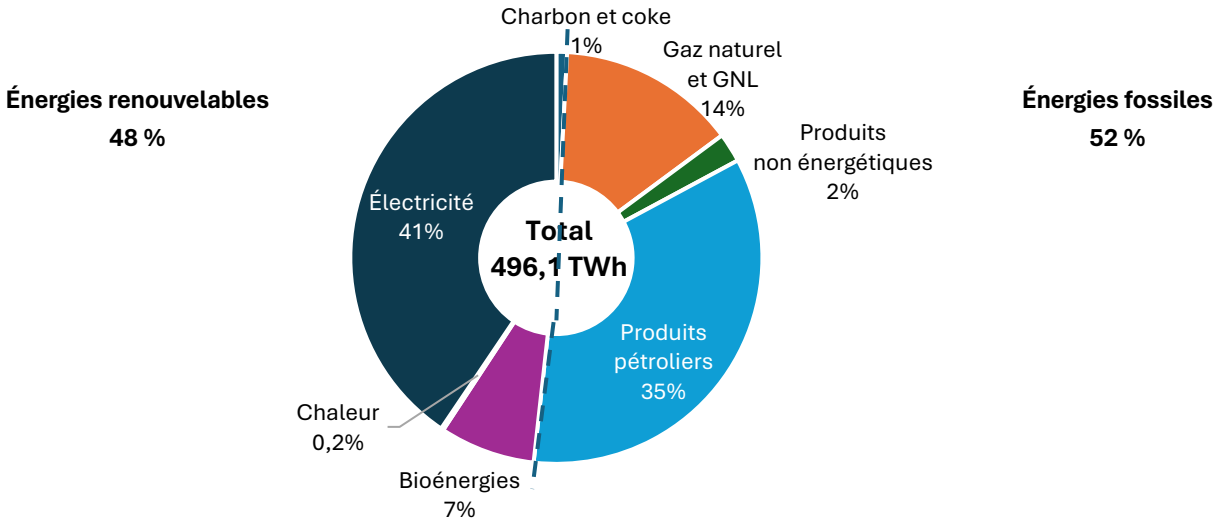


Figure 5 : Bouquet énergétique par forme d'énergie en 2022



[11] L'approvisionnement net en énergie est la quantité totale d'énergie disponible pour être consommée, calculée en soustrayant la quantité d'énergie transformée (électricité, produits raffinés, etc.) de l'approvisionnement total.

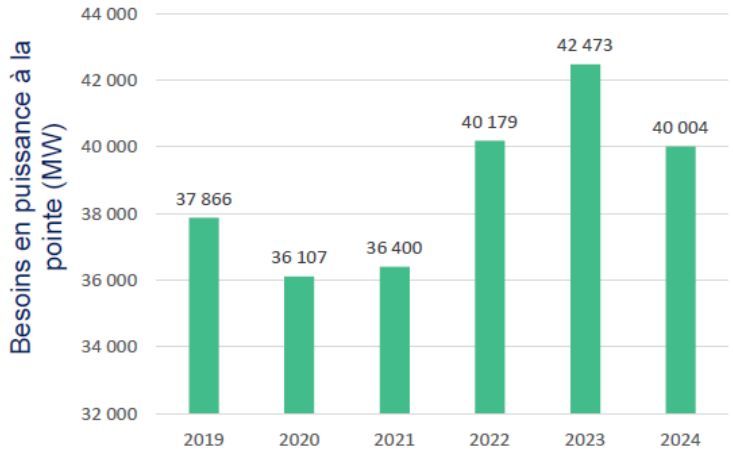
[12] Hydro-Québec produit et achète la plus grande part de l'hydroélectricité québécoise, soit un peu plus de 90 % de la production totale. HEC Montréal, *État de l'énergie au Québec*, 2025.

[13] Statista, Electricity consumption per capita worldwide in 2024, by selected country, 2025.

En 2022, la consommation d'énergie a totalisé 496 TWh. Le secteur industriel et le secteur des transports ont été les plus énergivores (respectivement 37 % et 31 % de la consommation finale d'énergie), suivis des secteurs résidentiel (19 %) et commercial et institutionnel (14 %).

Le Québec, avec son climat hivernal rigoureux, connaît des besoins élevés en puissance électrique lors de périodes de grand froid, alors que toute la population doit se chauffer simultanément. Ces épisodes, appelés périodes de pointe de puissance, ne durent que quelques heures par année, mais exercent une pression sur le réseau. Entre 2019 et 2024, la demande maximale a varié de 36,1 GW à 42,4 GW, selon les conditions météorologiques, illustrant une variabilité marquée pour un phénomène de courte durée, mais déterminant pour la planification du système énergétique québécois.

Figure 6 : Besoins en puissance (MW) à la pointe hivernale depuis 2019

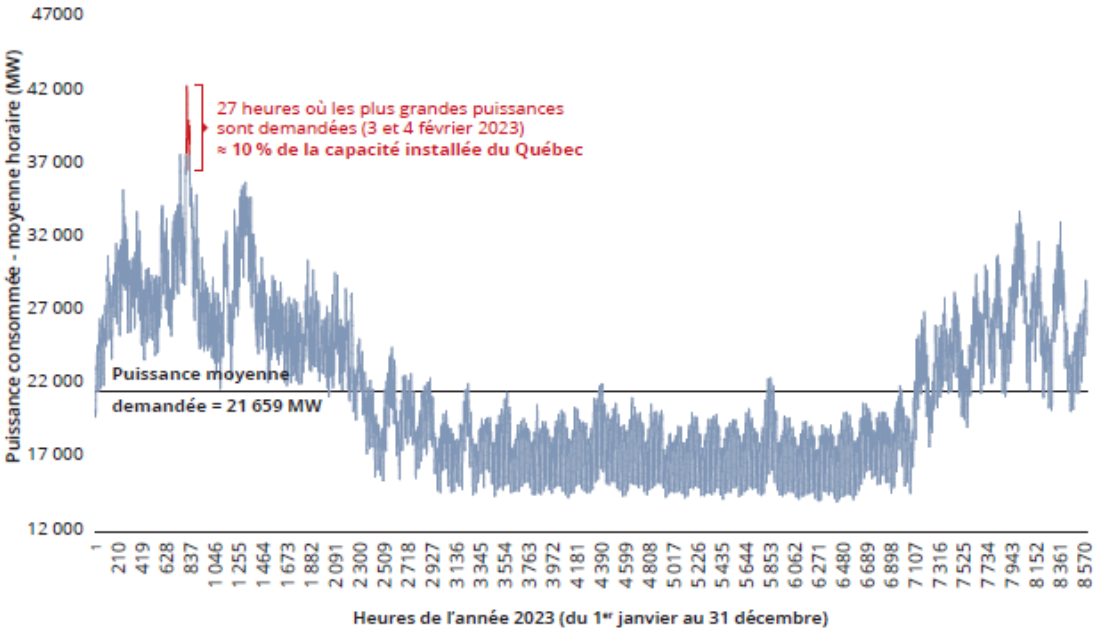


Source : Hydro-Québec, Historique de la demande d'électricité au Québec, 2024, et Rapport annuel 2024.

Comment gère-t-on la pointe électrique présentement?
En période de pointe, Hydro-Québec fait appel par moment de demande exceptionnelle à sa centrale de Bécancour, qui est alimentée par du mazout, pour produire de l'électricité. Il lui arrive aussi d'acheter de l'électricité produite hors Québec sur les marchés à court terme (spot). Elle met également en place différentes offres tarifaires pour inciter sa clientèle résidentielle et d'affaires à déplacer sa consommation à un autre moment, hors pointe. Enfin, elle s'appuie sur l'offre biénergie, proposée conjointement avec Énergir, afin de réaliser un transfert partiel de l'électricité vers le gaz naturel lorsque la demande en électricité devient trop grande.

De manière générale, les besoins en puissance électrique durant l'année se situent environ entre 21 000 MW et 22 000 MW. En 2023, la puissance moyenne annuelle a été de 21 659 MW et les besoins en puissance les plus élevés ont été demandés pendant 27 heures.

Figure 7 : Puissance moyenne demandée au Québec pour les 8 760 heures de l'année 2023 (MW)



Source : HEC Montréal, *État de l'énergie au Québec*, 2025.

Système énergétique en 2022

Système électrique

En 2022, les capacités de production d'électricité installées étaient de 46,6 GW[14], la vaste majorité provenant de centrales hydroélectriques (88 %), complétées par des parcs éoliens, des centrales thermiques[15] et deux centrales solaires. Au chapitre de la production électrique annuelle, la part de l'hydroélectricité est encore plus importante (93 % de la production annuelle en 2022), celle-ci offrant l'avantage de pouvoir emmagasiner l'eau dans les réservoirs et ainsi de moduler la production en fonction des variations saisonnières de la demande d'électricité.

Figure 8 : Capacité de production électrique par type d'installation (GW) en 2022

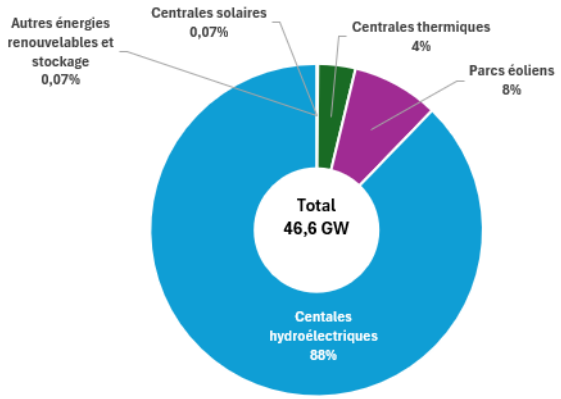
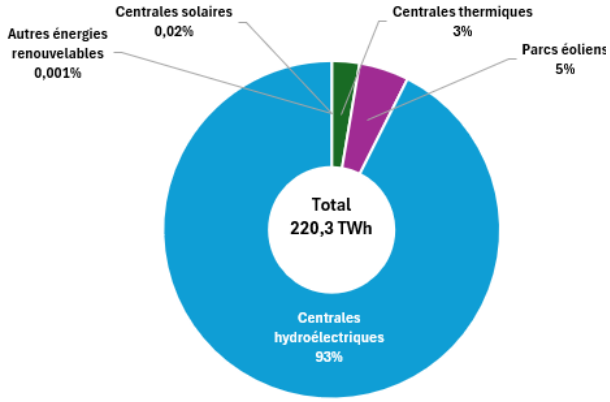


Figure 9 : Production électrique par type d'installation (TWh) en 2022



La production électrique mensuelle varie au fil des saisons, tant au chapitre du volume qu'au chapitre de la répartition entre les différentes sources d'énergie. Néanmoins, la production d'hydroélectricité demeure la principale source de production d'électricité tout au long de l'année.

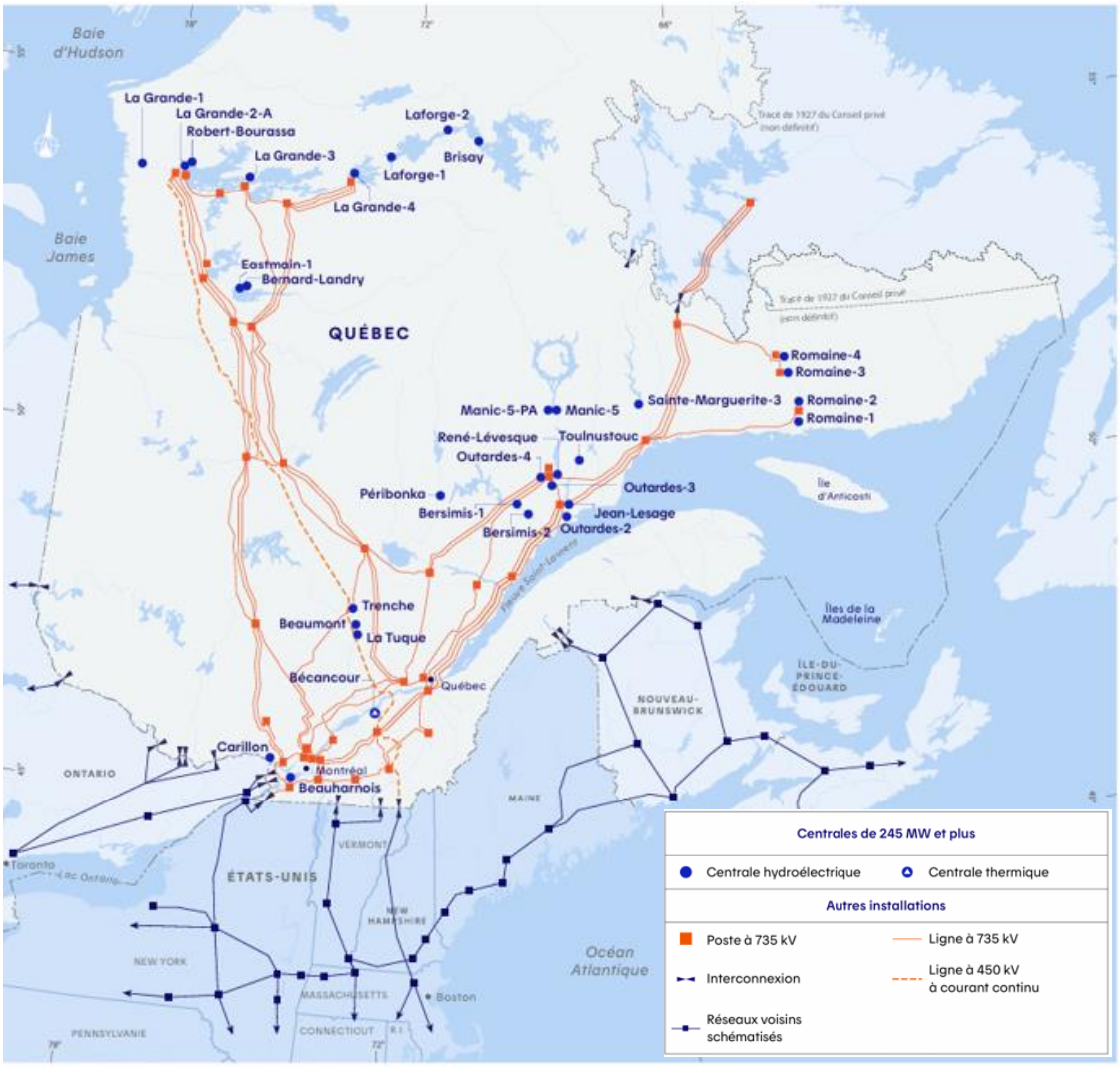
Le réseau électrique québécois, l'un des plus vastes en Amérique du Nord, comprend plus de 34 900 km de lignes de transport à haute tension et environ 539 postes de transformation (voir la figure 10). Il est interconnecté avec les réseaux voisins, notamment ceux de l'Ontario, des Maritimes et du nord-est des États-Unis, ce qui permet d'exporter la production excédentaire d'électricité vers les marchés voisins et, inversement, d'importer de l'énergie lors des périodes de pointe au Québec. En 2022, 34 TWh ont été importés, provenant en grande majorité de Terre-Neuve-et-Labrador (93 %), alors que 36 TWh ont été exportés, majoritairement vers le nord-est américain (63 %). Ainsi, les interconnexions favorisent un équilibre entre l'offre et la demande tout

[14] Cette donnée inclut la capacité de production électrique des 22 réseaux autonomes du Québec, celle des autoproducteurs et celle des producteurs privés indépendants.
[15] Ces centrales, alimentées à la biomasse, au diesel, au gaz naturel et au biogaz, alimentent principalement les réseaux autonomes, souvent en zones éloignées.

en offrant la possibilité de générer des revenus additionnels grâce aux échanges sur les marchés interprovinciaux et internationaux.

La distribution de l'électricité se fait sur presque 230 000 km de lignes électriques à moyenne et basse tensions.

Figure 10 : Carte du réseau principal d'Hydro-Québec



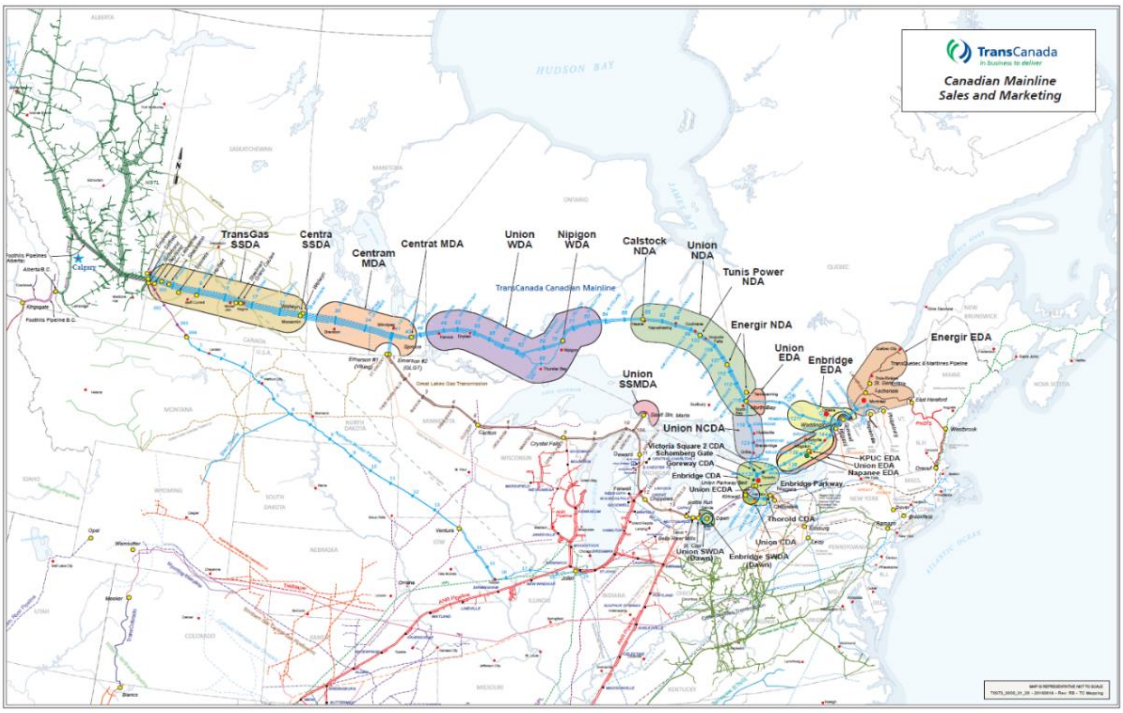
Source : Hydro-Québec, *Rapport annuel 2024*.

Le réseau principal d'Hydro-Québec couvre l'essentiel du territoire habité de la province. Toutefois, plusieurs communautés, principalement situées dans le Nord-du-Québec et dans des zones éloignées, ne sont pas raccordées au réseau intégré et disposent de réseaux autonomes, essentiellement alimentés par des centrales thermiques (majoritairement au diesel). Étant donné les coûts logistiques importants et les émissions de GES liés à ces centrales, Hydro-Québec travaille à la diversification énergétique et à l'intégration d'énergies renouvelables dans ces réseaux.

Système gazier

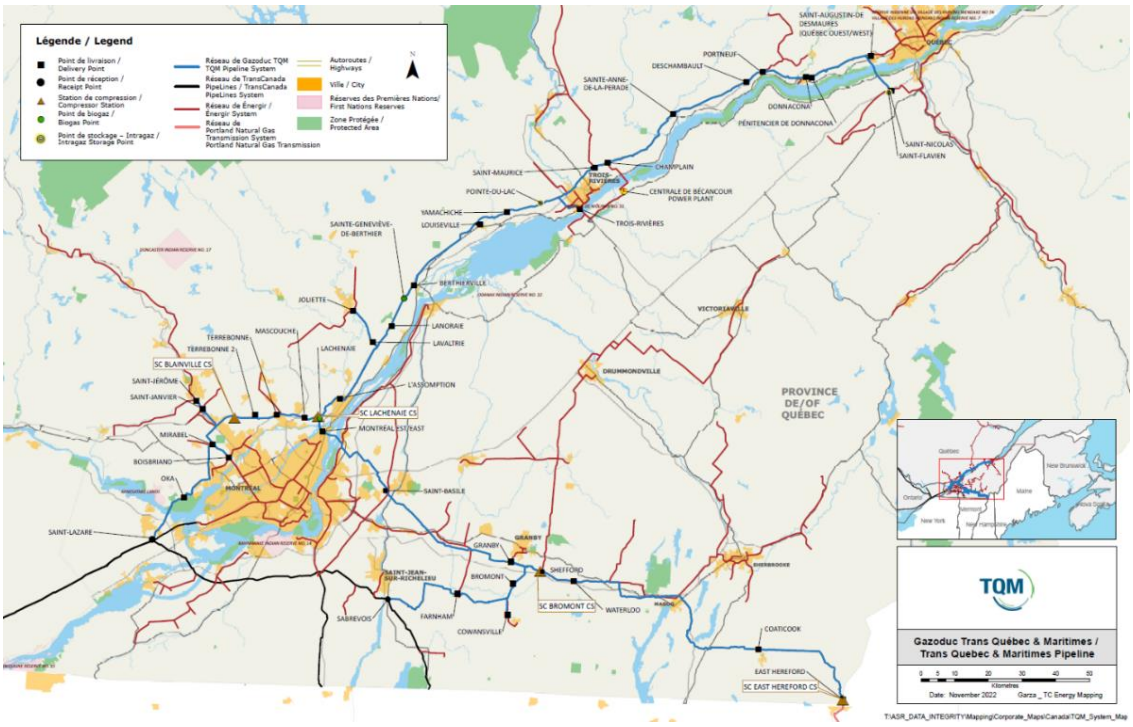
Le gaz naturel fossile consommé au Québec est entièrement importé des grands bassins de production nord-américains. Le gaz naturel est acheminé au Québec par le réseau de transport de TC Énergie, dont la carte du réseau se trouve ci-dessous.

Figure 11 : Carte du réseau de transport du gaz naturel de TC Énergie



Le réseau de Trans Québec et Maritimes (TQM), pour sa part, transporte du gaz naturel depuis son point d'interconnexion au réseau principal de TC Énergie à Les Cèdres, au Québec, jusqu'à Lévis. De plus, le réseau s'étend de Terrebonne à East Hereford, à la frontière du New Hampshire, où il est relié au réseau de Portland Natural Gas Transmission. Le réseau de TQM est exploité par TC Énergie et fournit du gaz naturel par l'entremise d'Énergir à des clients résidentiels, commerciaux et industriels au Québec, ainsi qu'à des clients du secteur aval dans le nord-est des États-Unis et le Canada atlantique. La carte du réseau se trouve ci-dessous.

Figure 12 : Carte du réseau de transport de gaz naturel de TQM



Énergir et Enbridge Gaz Québec (anciennement Gazifère) assurent la distribution de gaz naturel au Québec. Énergir exploite[16] la majeure partie du réseau de distribution au Québec avec environ 11 000 km de conduites souterraines, desservant près de 211 000 clients[17] à travers la province. En 2024, Énergir a distribué 6 185 Mm^3 au Québec, dont 63 % à des consommateurs industriels. De son côté, Enbridge Gaz Québec exploite un réseau d'environ 1 000 km, desservant 43 500 clients[18] dans la région de l'Outaouais. En 2024, Enbridge Gaz Québec a distribué 193 Mm^3, dont 32 % aux clients résidentiels, 40 % aux clients commerciaux et 28 % aux clients industriels[19].

Énergir dispose d'une usine de liquéfaction, de stockage et de regazéification située à Montréal, qui possède une capacité de production de 1 380 m^3/jour. Cette capacité de liquéfaction est destinée principalement au stockage du gaz naturel pour les périodes de pointe et à l'approvisionnement de sites industriels non reliés au réseau gazier ainsi qu'au secteur du transport maritime. De plus, deux sites d'entreposage souterrain de gaz naturel, exploités par sa filiale Intragaz, permettent de réinjecter le gaz naturel dans le réseau en période de forte demande. Ces installations sont situées à Pointe-du-Lac et à Saint-Flavien, en Chaudière-Appalaches. Il s'agit d'actifs importants pour assurer la sécurité énergétique du Québec. Les cartes du réseau d'Énergir et d'Enbridge Gaz Québec se trouvent ci-dessous.

---

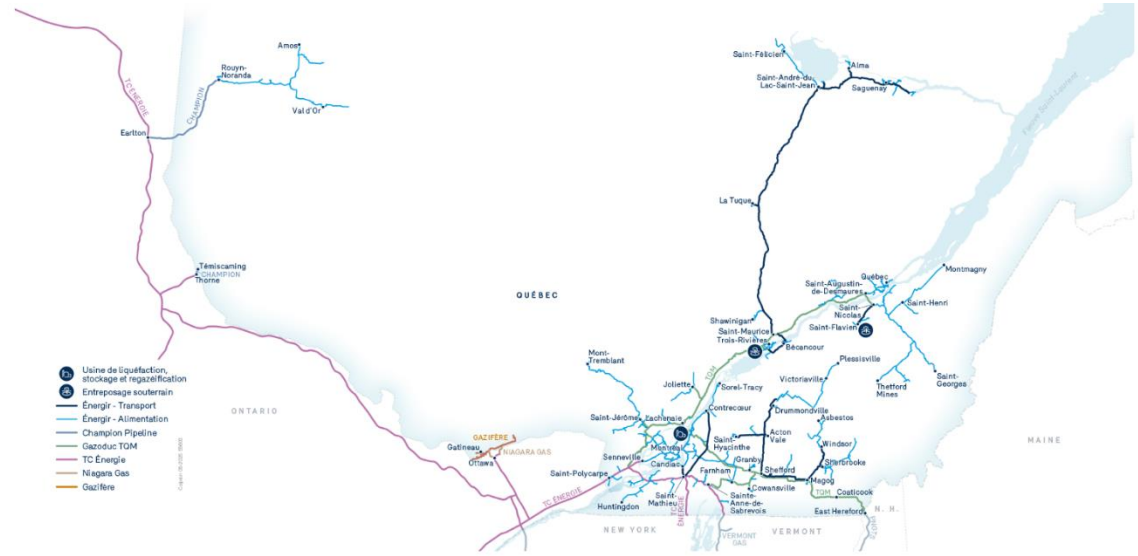
[16] « Chaque année, Énergir distribue une quantité d'énergie équivalente à 62 TWh. L'impact en puissance de la conversion des usages du gaz en électricité est estimé à 17 GW, soit équivalent de 10 complexes de la Romaine. » Énergir, *Quelles options pour accélérer le déploiement du GNR au service de la transition énergétique et de la décarbonation?*, 2024.

[17] Énergir, *Rapport sur la résilience climatique*, 2024.

[18] Enbridge Gaz Québec, *À propos de Enbridge Gaz Québec*, 2025.

[19] Enbridge Gaz Québec, *Fermeture des livres*, 2025.

Figure 13 : Cartes du réseau d'Énergir et d'Enbridge Gaz Québec



Depuis 2020, les distributeurs de gaz naturel du Québec sont assujettis à une obligation réglementaire de distribuer une part minimale de GSR dans leur réseau. Cette exigence s'élevait à 1 % des volumes de gaz naturel distribués en 2020 avec une augmentation progressive, soit 2 % en 2024, 5 % en 2025, 7 % en 2028 et 10 % en 2030. En 2024, l'obligation réglementaire de 2 % a permis de remplacer 128 Mm^3 de gaz naturel par du GSR.

Autres systèmes énergétiques

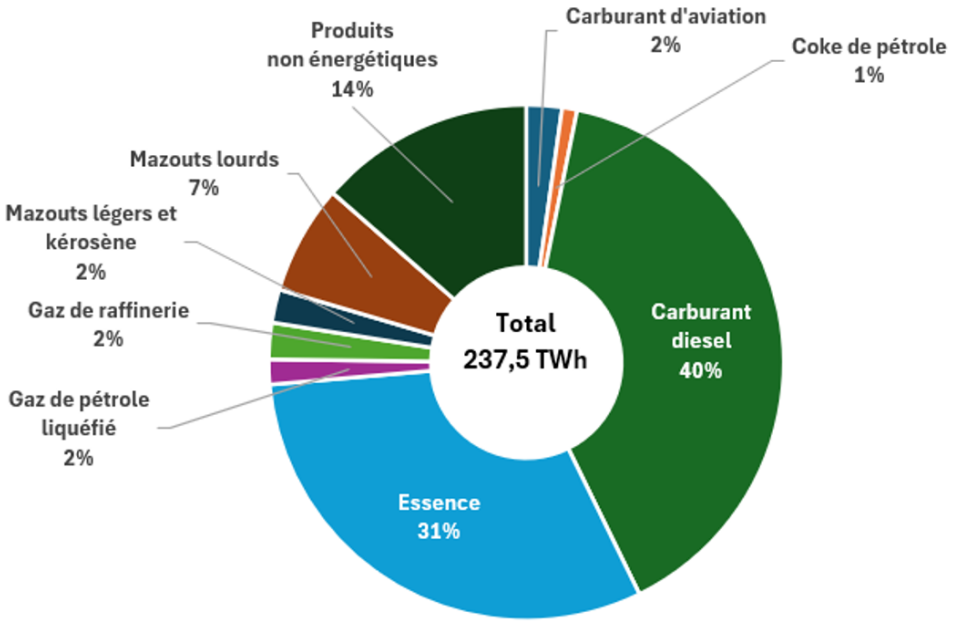
Les produits pétroliers

Le pétrole brut utilisé au Québec est entièrement importé. Il provient de l'ouest du Canada et des États-Unis et est acheminé par :

- le pipeline Enbridge (9B)[20], qui arrive par l'Ontario pour venir alimenter la raffinerie Suncor à Montréal, et en partie la raffinerie Jean-Gaulin, à Lévis, par navire;
- le pipeline Portland-Montréal[21], qui n'est aujourd'hui pratiquement plus utilisé comparativement à celui d'Enbridge;
- voies maritimes.

Deux raffineries au Québec produisent des produits pétroliers, à la fois pour la consommation locale et pour l'exportation : la raffinerie de Montréal (Suncor), à Montréal, et Jean-Gaulin (Valero) à Lévis. En 2022, la production de produits pétroliers au Québec totalisait 237,5 TWh, (environ 23,4 millions de mètres cubes) l'essence et le carburant diesel représentant environ 70 % de la production.

Figure 14 : Production de produits pétroliers au Québec (TWh) en 2022*



*Le total peut dépasser 100 % en raison de l'arrondissement des valeurs.

[20] Régie de l'énergie du Canada, *Profils pipeliniers : Enbridge Canalisation 9*, 2024.
[21] Régie de l'énergie du Canada, *Profils pipeliniers : Montréal*, 2024.

Les produits pétroliers sont transportés par :

- Pipelines Trans-Nord inc.[22], qui relie la raffinerie de Montréal jusqu'à Oakville, en Ontario, avec des embranchements, notamment vers Ottawa ainsi que vers les aéroports internationaux de Montréal et de Toronto[23];
- le pipeline Saint-Laurent[24], qui relie la raffinerie de Lévis au terminal de stockage et de distribution de Montréal-Est d'Énergie Valero;
- bateau, transport routier et transport ferroviaire;
- transport routier, pour la distribution locale.

Les bioénergies

Les bioénergies sont utilisées pour produire de la chaleur et de l'électricité et pour alimenter les moteurs thermiques utilisés dans les transports. Ce sont des filières d'énergies renouvelables issues d'organismes vivants ou de leurs sous-produits, soit la biomasse. Au Québec, les gisements de biomasse résiduelle exploités pour les bioénergies sont principalement la biomasse forestière, la biomasse agricole ou encore des résidus organiques municipaux, institutionnels, commerciaux ou industriels. Selon le cas, les biomasses peuvent être utilisées directement pour produire de l'énergie ou transformées en d'autres formes de bioénergies à valeur ajoutée.

Au Québec, la biomasse consommée est en majeure partie du bois et des résidus de bois, utilisés principalement pour le chauffage dans les secteurs résidentiel et industriel, ainsi que des résidus liquides des usines de pâtes et papiers, utilisés exclusivement par ces dernières pour combler des besoins thermiques et même pour générer de l'électricité.

En matière de bioénergies transformées (7,9 TWh), les bioénergies solides (ex. : granulé de bois) représentent la majorité de la production au Québec (5,1 TWh) et sont en forte majorité exportées. Les bioénergies liquides (éthanol, biodiesel et huile pyrolytique) viennent au second rang (1,9 TWh), suivies des bioénergies gazeuses (1 TWh), essentiellement du gaz naturel renouvelable (GNR). Le Québec réalise aussi des échanges avec d'autres régions. À titre d'exemple, il était à la fois importateur et exportateur de biocarburants liquides en 2022.

---

[22] Régie de l'énergie du Canada, *Profils pipeliniers : Trans-Nord*, 2024.

[23] Selon des informations disponibles à la Régie de l'énergie du Canada, le tronçon Farran's Point vers Oakville est hors d'usage pour une période indéterminée. L'aéroport Montréal-Trudeau et la région d'Ottawa sont cependant encore approvisionnés de Montréal. La région de Toronto et son aéroport sont toujours approvisionnés par le tronçon provenant de Nanticoke, en Ontario (https://apps.rec-cer.gc.ca/REGDOCS/Fichier/T%C3%A9l%C3%A9chargement/4581731).

[24] Énergie Valero, *Pipeline Saint-Laurent*, 2023.

Figure 15 : Type de biomasses utilisées au Québec en 2022

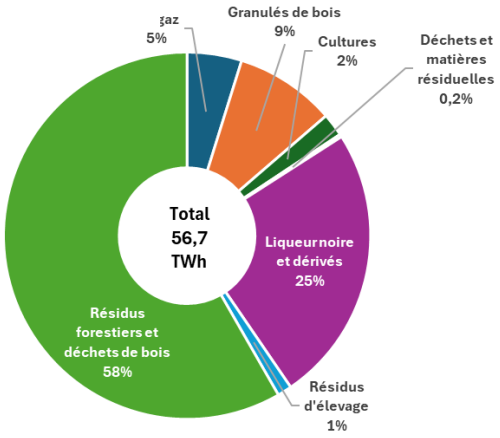
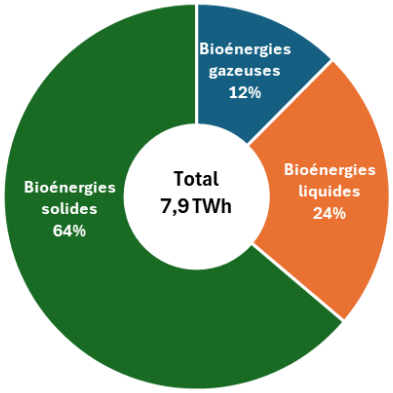


Figure 16 : Production de bioénergies au Québec (TWh) en 2022



Les autres filières énergétiques

Au Québec, l'hydrogène est principalement utilisé dans le raffinage du pétrole, la sidérurgie et l'industrie chimique. Une faible quantité est produite au Québec, essentiellement pour combler nos besoins locaux et, dans une moindre mesure, pour l'exportation. Cet hydrogène est majoritairement produit par reformage du méthane, par reformage de naphta (lors du raffinage du pétrole) et, de façon moins importante, par électrolyse.

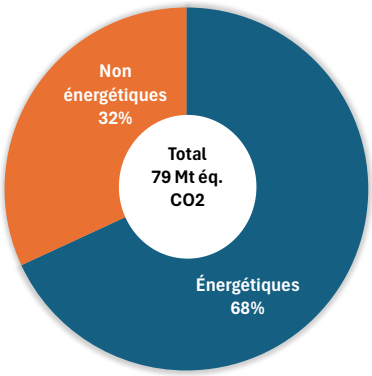
Le charbon et le coke utilisés au Québec sont entièrement importés et sont principalement utilisés dans le secteur de la sidérurgie, du ciment et de l'aluminium.

En outre, la consommation de chaleur résiduelle contribue aussi à combler certains besoins énergétiques, particulièrement dans le secteur industriel. Il s'agit d'une contribution qui demeure marginale dans le bouquet énergétique (0,2 %).

Émissions de GES

En 2022, les émissions de GES au Québec ont totalisé 79 Mt éq. CO_2. Selon leur origine, celles-ci se séparent en deux grandes catégories : les émissions énergétiques et les émissions non énergétiques. Les émissions de GES énergétiques ont représenté 68 % de ce total. Elles proviennent de la combustion industrielle, des émissions fugitives, de l'électricité et de la chaleur, ainsi que de l'usage d'énergie, notamment par le secteur des transports et dans les bâtiments. Les émissions de GES non énergétiques ont atteint 32 %. Celles-ci découlent de processus agricoles, de procédés industriels, de l'utilisation des produits sans lien direct avec la combustion ainsi que de la gestion des matières résiduelles.

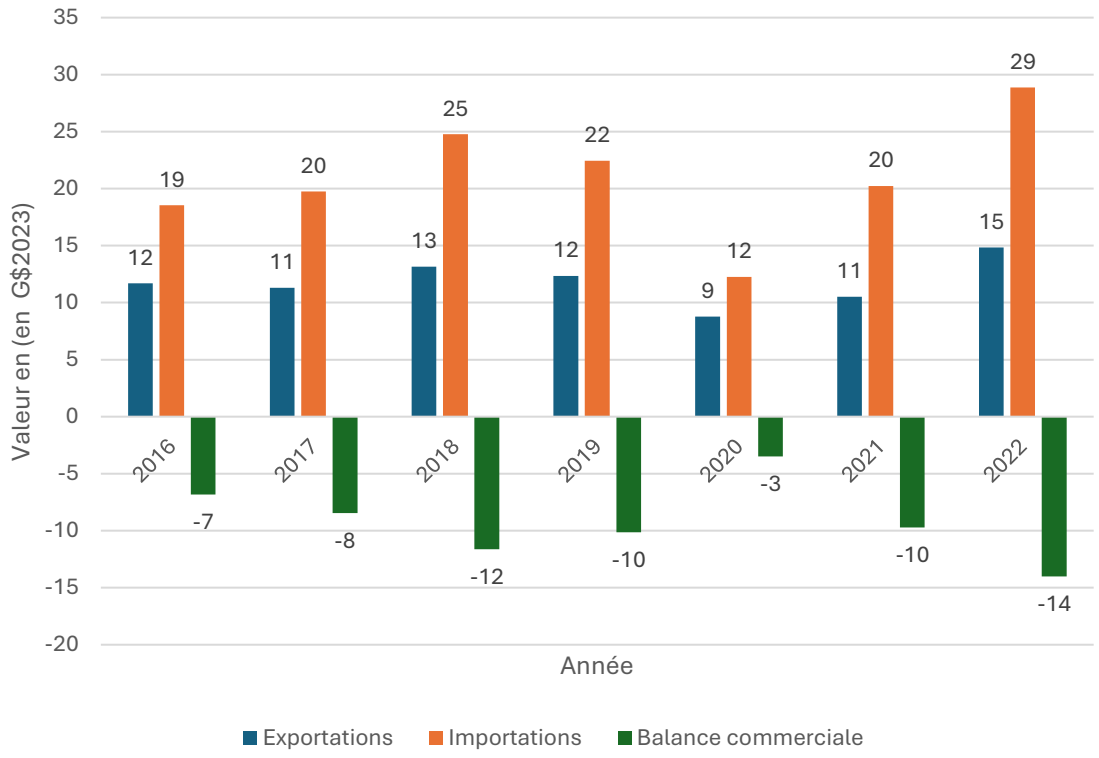
Figure 17 : Émissions de GES au Québec (Mt éq. CO_2) en 2022



Balance commerciale énergétique

En 2022, il y a eu un volume important d'importations d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel, produits pétroliers raffinés, etc.) au Québec, entraînant pour ce dernier une balance commerciale largement déficitaire dans le secteur de l'énergie (-14 milliards de dollars de 2023), malgré ses exportations d'électricité et de produits pétroliers raffinés.

Figure 18 : Évolution de la balance commerciale énergétique au Québec en G$ de 2023



Source : ESMIA à partir du Tableau 25-10-0029-01 de Statistique Canada

Présentation des scénarios

Tout au long de la tournée Vision énergie, différentes voix se sont fait entendre et différents points de vue ont été exprimés, formant autant d'avenirs énergétiques possibles. L'élaboration du PGIRE s'appuie sur un exercice exploratoire qui tente de capturer et d'analyser ces avenirs énergétiques.

Plusieurs scénarios d'évolution de la demande et de bouquets énergétiques pour y répondre ont été élaborés, et ces scénarios ont donné lieu à des travaux de modélisation. L'objectif est de comprendre les répercussions et les limites de différentes options énergétiques et technologiques, d'en tirer des constats et des apprentissages, et d'être ainsi mieux outillés pour les décisions qui seront à prendre par rapport à la trajectoire énergétique du PGIRE.

L'automne 2025 est effervescent au gouvernement du Québec. Une consultation sur la cible de réduction des émissions de GES pour 2030 s'amorce à l'Assemblée nationale, et la vision économique du gouvernement a été dévoilée au début du mois de novembre. Il faudra bien évaluer les répercussions que tout cela aura sur nos besoins en énergie renouvelable et la façon d'y répondre. La trajectoire énergétique finale du PGIRE devra prendre en compte ces éléments. Le *Rapport préliminaire en vue de l'établissement du PGIRE* servira d'assise pour bien comprendre comment pourra évoluer le système énergétique.

Description synthétique des travaux de scénarisation

Scénarios de demande

Le scénario du portrait historique projeté : outil de modélisation

Le scénario du portrait historique projeté (PHP) est un outil de modélisation utilisé dans l'exercice de planification énergétique et non une option envisagée pour le Québec. Il vise à représenter une continuité de la situation actuelle à l'horizon 2050, sans bouleversements majeurs. Il permet d'évaluer la demande énergétique en fonction des tendances historiques des dernières années, tout en tenant compte des politiques déjà en place. Il sert en quelque sorte de référence.

Une transition énergétique déjà engagée

Dans ce cadre, la demande énergétique évolue selon les tendances historiques observées, tandis que le rythme d'amélioration de l'efficacité énergétique, rendu possible grâce aux programmes des distributeurs, demeure aligné sur les performances actuelles. Les politiques et les solutions d'offre énergétique prises en compte dans ce scénario reposent exclusivement sur des éléments déjà connus, tels que l'entente conjointe sur la biénergie, la réglementation encadrant l'injection du GSR, les projets de production électrique ayant reçu une approbation, ainsi que les politiques publiques provinciales et fédérales en vigueur au 31 mars 2025. Les investissements requis pour la mise en œuvre des politiques sont donc comptabilisés. Ce scénario ne vise pas la décarbonation de l'économie en 2050. Les émissions de GES ne sont donc pas limitées par le marché du carbone, et le prix du carbone est considéré comme une donnée exogène servant à déterminer les choix les plus optimaux. Ce dernier augmente jusqu'en 2030 à 84 $/tonne puis se maintient stable, mais suit l'inflation jusqu'en 2050. Ainsi, il offre un état des lieux des politiques et des solutions d'offre énergétique actuellement en vigueur.

Les coûts additionnels d'ici 2050

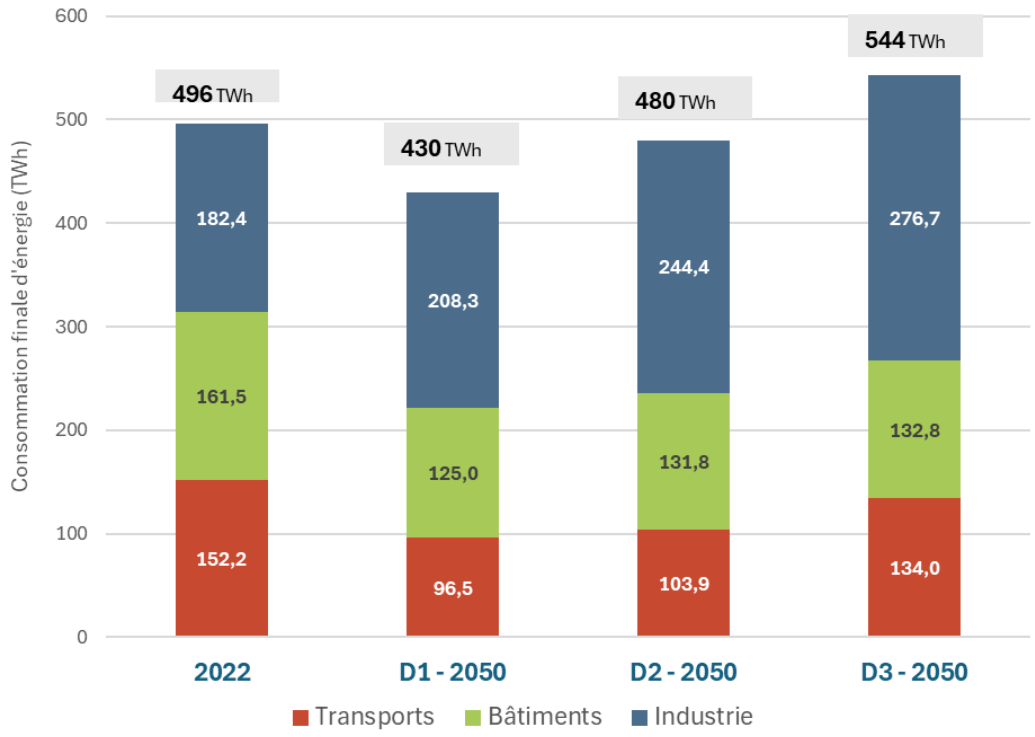
Le PHP sert aussi à mettre en perspective les scénarios de transition énergétique, en permettant de mesurer les efforts supplémentaires nécessaires pour atteindre les objectifs fixés. **Les coûts additionnels correspondent à la somme des investissements requis sur l'ensemble de la période étudiée, à laquelle on soustrait les investissements prévus dans le scénario du PHP.**

Les autres scénarios de demande ont été conçus de manière à représenter trois trajectoires distinctes de demande énergétique, permettant d'évaluer les répercussions associées à différents rythmes d'évolution. La trajectoire de réduction des émissions de GES est la même pour les trois scénarios.

Les projections de la demande en services énergétiques sont établies à partir des données historiques de consommation et des projections de variables macroéconomiques (PIB, population, etc.), impliquant donc à la fois des tendances passées et des projections futures. Elles incluent l'effet de l'efficacité énergétique.

Au total, trois scénarios de demande ont été modélisés : demande faible (**scénario D1**), demande intermédiaire (**scénario D2**) et demande forte (**scénario D3**). Chaque scénario est bâti en tenant compte de différentes hypothèses liées aux niveaux de sobriété ou de croissance déployés dans les trois grands secteurs que sont les transports, les bâtiments (résidentiels, commerciaux et institutionnels) et l'industrie. Le secteur de l'industrie inclut à la fois les industries traditionnelles, comme le secteur minier, le fer et l'acier, mais aussi l'agriculture, la foresterie et la construction, ainsi que des secteurs émergents, tels que la filière des minéraux critiques et stratégiques, la défense et les centres de données. La figure 19 présente les demandes énergétiques des trois scénarios à l'horizon 2050.

Figure 19 : Répartition par secteur de la demande en 2022 et des scénarios de demande en 2050 (TWh)



Dans le **scénario de demande faible** (**D1**), les besoins énergétiques demeurent contenus en raison des pratiques de sobriété avancées mises en œuvre dans la majorité des secteurs. On observe le

renforcement des principes d'économie circulaire qui diminue les demandes des secteurs énergivores, notamment le ciment, l'aluminium ainsi que le fer et l'acier. La demande liée au transport routier de marchandises est en diminution en raison du rapprochement des entreprises et des habitations des centres urbains, de la densification industrielle, de l'évolution des chaînes d'approvisionnement (mutualisation des flux et valorisation locale des sous-produits), ainsi que du changement modal vers d'autres modes de transport plus efficaces (comme le transport ferroviaire et maritime). Parallèlement, la demande en énergie pour les bâtiments et le transport léger est en baisse relativement stable malgré la croissance démographique, soutenue par des pratiques de sobriété foncière (surface moyenne par habitant constante) et de densification urbaine qui réduisent les besoins énergétiques des bâtiments et du transport individuel.

Ce scénario s'inscrit dans un contexte de transition énergétique approfondie, où la sobriété constitue un levier central. Il repose sur des choix individuels et collectifs sobres et sur des innovations qui visent à limiter la croissance de la demande d'énergie et à assurer la faisabilité de la transition.

Dans le **scénario de demande intermédiaire** (**D2**), le Québec suit une trajectoire de transition modérée, marquée par une croissance énergétique modérée. L'industrialisation progresse de façon ciblée, notamment dans les filières stratégiques telles que l'aluminium et l'acier. D'autres industries émergentes, telles que les centres de données, se développent à un rythme modéré, attirées par le positionnement avantageux du Québec en matière d'énergie, mais limitées par certaines contraintes d'infrastructures. La demande énergétique dans les transports et les bâtiments évolue avec la croissance démographique, tout en tenant compte des mesures déjà en place.

Ce scénario illustre un équilibre entre ambition économique et rigueur énergétique, misant sur une transition structurée, adaptable et sensible aux évolutions du commerce international.

Dans le **scénario de demande forte** (**D3**), le Québec connaît une croissance soutenue de la demande énergétique, portée par une forte expansion industrielle. Les filières émergentes, notamment les centres de données, et les filières prioritaires, telles que celle des minéraux critiques et stratégiques, se développent rapidement, soutenues par une demande croissante tant interne (par exemple grâce à l'électrification des transports) qu'externe (en raison de l'attractivité accrue du Québec en ce qui a trait à l'hébergement et au traitement de données, la province étant maintenant un pôle mondial de l'intelligence artificielle). Le secteur manufacturier devient plus technologique (y compris grâce à la croissance du nombre de contrats en défense). Les filières traditionnelles telles que l'aluminium, le fer et l'acier augmentent davantage leur production, grâce à l'expansion des activités manufacturières au Québec et à l'augmentation des exportations. La demande dans les transports, portée par l'intensification des exportations, augmente également, entraînant une croissance du fret routier, ferroviaire et maritime. Les secteurs de la construction

ainsi que du ciment augmentent eux aussi leur production pour soutenir le déploiement des infrastructures.

Ce scénario reflète une transition ambitieuse, nécessitant plus d'énergie et misant sur l'expansion des exportations, la croissance rapide des secteurs technologiques et une ouverture accrue de la province aux marchés internationaux.

Scénarios d'offre

Le Québec dispose d'un potentiel diversifié de solutions énergétiques, pouvant être déployées à des intensités variables selon les orientations retenues. Quatre trajectoires d'approvisionnement énergétique ont été explorées en puisant dans ces solutions.

L'exercice visait à analyser les effets relatifs du recours plus marqué à certaines options sur la composition et la performance du bouquet énergétique global et leur effet sur différents enjeux technologiques, socio-économiques, de fiabilité, de réponse à la pointe et de flexibilité.

Chacun des scénarios d'offre se focalise sur une filière énergétique tout en laissant de la place aux autres filières pour assurer une production diversifiée et fiable. **Le tout vise à explorer plusieurs possibilités et non pas à sélectionner l'un des scénarios modélisés.**

Le tableau 1 présente les principales hypothèses des quatre scénarios d'offre.

Tableau 1 : les principales hypothèses des quatre scénarios d'offre

O1 – Nouvelle hydraulique	Contrainte minimale sur la part de l'hydraulique dans le portefeuille de la nouvelle production électrique – 2035 : 33 % et 2050 : 70 %.
O2 – Nucléaire	Contrainte minimale sur la part du nucléaire dans le portefeuille de la nouvelle production électrique – 2035 : 33 % et 2050 : 70 %.
O3 – Éolien et solaire	Contrainte minimale sur la part de l'éolien et du solaire dans le portefeuille de la nouvelle production électrique – 2035 : 33 % et 2050 : 70 %. Contrainte minimale sur la part du solaire dans le portefeuille de la nouvelle production – 2050 : 5 %.
O4 – Sources d'énergie décentralisées	Éolien, solaire et cogénération – production décentralisée : contrainte minimale sur la part du portefeuille de la nouvelle production – 2035 : 12 % et 2050 : 25 %. Contrainte maximale sur la part de réseau de chaleur dans les besoins énergétiques pour le chauffage des bâtiments (comparativement à l'hypothèse commune pour le neuf) – 2035 : +5 % et 2050 : +10 %

Le **scénario « Nouvelle hydraulique »** (**O1**) suppose que le Québec sera en mesure de développer suffisamment de nouvelles ressources hydrauliques pour satisfaire à la demande additionnelle dans un contexte de transition énergétique. De plus, les barrages avec réservoir seraient priorisés par rapport aux centrales au fil de l'eau. Ce scénario fait l'hypothèse que l'environnement socio-politique sera favorable au développement des barrages, que l'implication et l'accord des communautés autochtones seront assurés, que le savoir-faire et la main-d'œuvre seraient disponibles pour les travaux de construction, et que les projets pourront être réalisés dans les délais nécessaires pour répondre à la demande croissante. De plus, ce scénario nécessiterait vraisemblablement les investissements les plus importants dans le réseau de transport d'électricité. Son principal avantage serait d'offrir une capacité de puissance de base importante et modulable. Le reste des capacités serait principalement assuré par des énergies renouvelables dont la production est variable, mais qui présentent l'avantage d'avoir des délais de planification et de construction plus courts, et de pouvoir être implantées plus près des centres de consommation.

Le **scénario « Nucléaire »** (**O2**) repose sur l'hypothèse que le Québec reviendrait aux technologies nucléaires, qui ont évolué depuis la fermeture de la centrale Gentilly-2 en 2012. Le développement de petits réacteurs modulaires (PRM) offre la possibilité de construire des réacteurs plus rapidement, de taille incrémentale et avec une plus grande flexibilité en ce qui a trait à l'emplacement et à l'utilisation (ex. : cogénération de chaleur). Une fois ces réacteurs commercialisés, leurs coûts pourraient également devenir compétitifs par rapport à ceux des réacteurs classiques. Parallèlement, les technologies nucléaires classiques ont aussi progressé. Le Québec pourrait tirer profit de l'expérience de l'Ontario, qui prévoit le déploiement d'un premier PRM en 2027 (mise en service prévue en 2029), afin d'acquérir de l'expertise sur les processus d'autorisation et de sûreté auprès de la Commission canadienne de sûreté nucléaire. Ce scénario présume un environnement sociopolitique favorable au développement du nucléaire, dans un contexte où la transition énergétique impose une forte croissance de la demande en électricité, et où le potentiel réalisable de nouveaux barrages demeure limité ou difficile à exploiter, pour des raisons techniques ou d'acceptabilité sociale. Le scénario favorise donc le développement du nucléaire en tant que source d'énergie propre, fiable et continue. De plus, les centrales nucléaires peuvent généralement être construites plus près des centres de consommation que les barrages hydroélectriques, ce qui pourrait permettre de réduire les investissements requis dans le réseau de transport électrique.

Le **scénario « Éolien et solaire »** (**O3**) repose principalement sur les technologies renouvelables variables pour combler les besoins en électricité liés à la croissance de la demande. Au cours des 20 dernières années, de nombreux projets éoliens ont vu le jour au Québec, et 17 nouveaux projets ont été approuvés, avec une mise en service prévue au cours des 4 prochaines années. Cela témoigne du dynamisme et du potentiel de cette filière à court et moyen terme. Du côté du solaire, bien que les projets aient jusqu'ici été plus limités, une certaine croissance est tout de même anticipée par Hydro-Québec. La centralisation des capacités éoliennes et solaires au sein de grands parcs permet de répondre plus rapidement à la croissance de la demande, tout en réduisant les besoins en nouvelles infrastructures de transport comparativement à celles requises pour des aménagements hydroélectriques. Étant donné que ce scénario repose sur une part importante de ressources variables, un accent particulier sera également mis sur le développement de capacités de stockage suffisantes – tant sous forme de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), aussi appelées « centrales à réserve pompée » que sous forme de batteries stationnaires.Dans un contexte de forte croissance de la demande en électricité et de saturation du réseau existant, le scénario met de l'avant la poursuite du déploiement de grands parcs éoliens et solaires.

Le **scénario « sources d'énergies décentralisées »** (**O4**) privilégie le déploiement de ressources renouvelables variables qui se rapprochent des lieux de consommation un peu partout sur le territoire et qui reflètent une volonté accrue des consommateurs d'accéder à une diversité d'options d'approvisionnement ou de produire eux-mêmes leur énergie. Les autres filières (hydroélectricité et nucléaire) connaissent un développement limité, en raison notamment d'enjeux sociopolitiques et du contexte macroéconomique. Par exemple, une réticence à développer de nouveaux barrages pourrait émerger en raison d'inquiétudes environnementales ou d'un bassin de main-d'œuvre spécialisée insuffisant pour accélérer le déploiement de ce type d'ouvrage. Dans le secteur industriel, la production décentralisée pourrait se traduire par une augmentation des capacités de cogénération. Toutefois, dans une optique de transition énergétique, ces installations devront présenter de faibles émissions de GES, notamment en s'appuyant sur la biomasse, le gaz de synthèse ou le GNR, ou encore en intégrant le captage de carbone. Ce scénario suppose également des coûts plus élevés pour la construction du réseau électrique par la réduction de l'effet d'échelle, reflétant des contraintes de main-d'œuvre ou de chaîne d'approvisionnement. Par ailleurs, il nécessite le déploiement d'une capacité de stockage sous forme de STEP ou par batterie suffisante afin d'assurer une offre fiable pour les consommateurs. Afin de contribuer à la réduction de la demande électrique, le scénario prévoit aussi un développement accru des réseaux de chaleur dans les bâtiments neufs.

Système énergétique en 2050

Parmi les 12 combinaisons possibles de scénarios d'offre et de demande, 4 seront présentées en détail dans les pages qui suivent. Elles correspondent au scénario de demande intermédiaire (D2) combiné aux quatre scénarios d'offre, tout en permettant d'étudier l'évolution plus modeste ou plus élevée de la demande.

Ce choix permet d'assurer une analyse cohérente et représentative pour le gouvernement, car le scénario D2 s'appuie sur une trajectoire de demande qui s'inscrit dans la continuité des tendances historiques observées en matière de croissance économique, de consommation énergétique et d'évolution du PIB. De plus, il a été élaboré en cohérence avec les politiques climatiques et énergétiques provinciales et fédérales en vigueur en mars 2025 (voir l'annexe « Politiques énergétiques et climatiques modélisées » pour connaître la liste des politiques retenues).

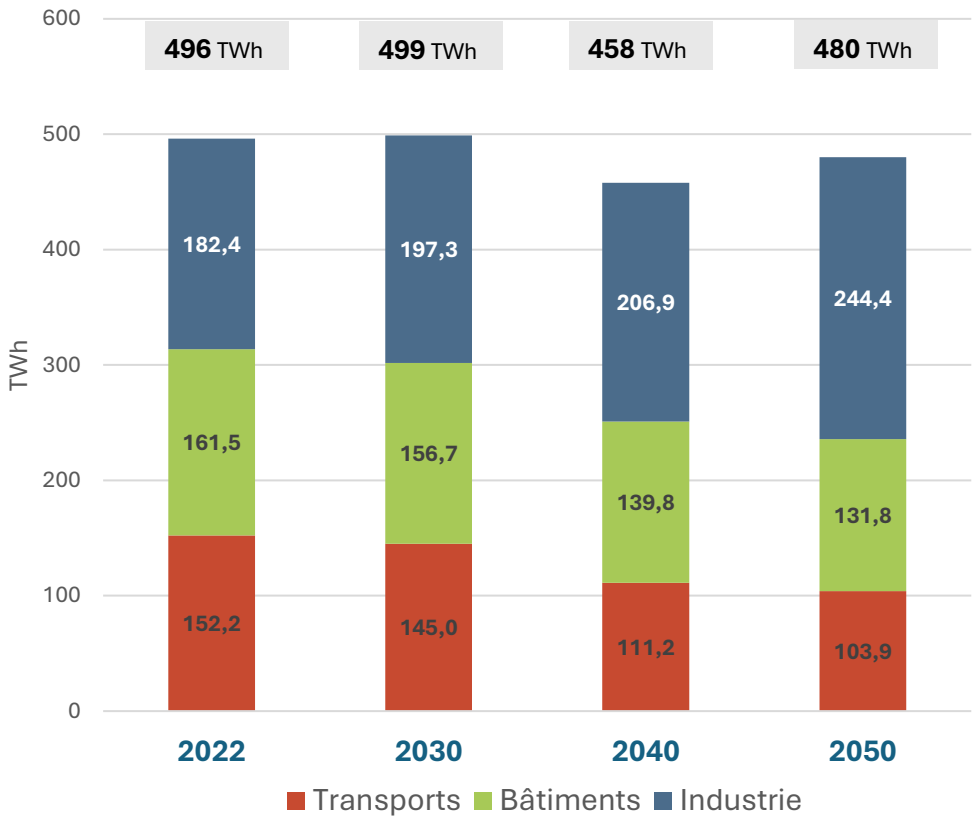
Consommation finale d'énergie et bouquet énergétique du Québec en 2050

Une demande énergétique stable grâce à des rendements accrus et à l'efficacité énergétique

Dans le scénario de demande intermédiaire (D2), la consommation d'énergie finale du Québec connaît une légère baisse de 3 % d'ici 2050 par rapport à 2022 et cela principalement grâce à l'électrification et aux gains d'efficacité énergétique, qui permettent de réduire la consommation d'énergie. Ces gains correspondent à des potentiels technico-économiques, qui sont conditionnels à la mise en place de leviers structurants. Pleinement exploités, ils contribueraient à diminuer la pression sur le développement de nouvelles capacités de production électrique d'environ 50 TWh.

Le principal changement dans la consommation d'énergie réside dans la façon dont elle se répartit entre les secteurs. Le transport, qui représentait environ 30 % de la consommation totale en 2022, voit sa part diminuer graduellement pour atteindre 22 % en 2050, notamment grâce à l'adoption de véhicules électriques plus efficaces sur le plan énergétique. La part des bâtiments recule également, quoique de manière plus modérée, grâce à l'adoption d'équipements plus efficaces. À plus long terme, cette tendance est contrebalancée par une hausse notable de la consommation énergétique du secteur industriel, stimulée notamment par la production d'aluminium et le déploiement des technologies de captage de carbone, incontournables pour achever la décarbonation de l'économie. La part de l'industrie dans la consommation totale passe ainsi de 37 % en 2022 à plus de 50 % en 2050.

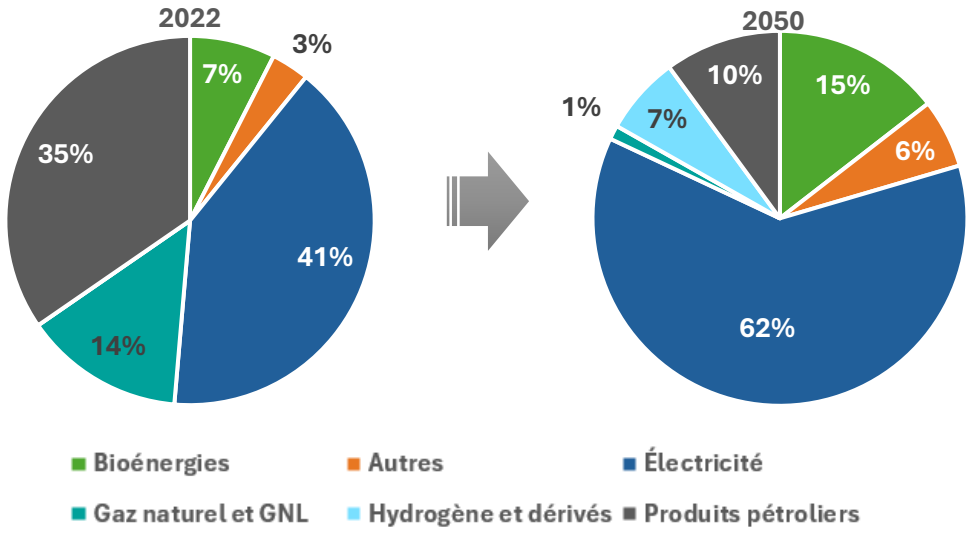
Figure 20 : Évolution de la consommation d'énergie finale dans le scénario de demande intermédiaire (TWh)



Le bouquet énergétique en 2050 : l'électricité s'accentue, les bioénergies et l'hydrogène émergent

Pour satisfaire à cette demande croissante, le développement énergétique s'oriente de plus en plus vers des sources renouvelables, en particulier l'électricité et les bioénergies, qui occupent une place centrale dans la transition énergétique du Québec.

Figure 21 : Bouquet énergétique en 2050 selon le scénario de demande intermédiaire (TWh)



Dans l'ensemble des scénarios d'offre, la contribution de l'électricité augmente de manière soutenue sur toute la période, pour atteindre 62 % du bouquet énergétique en 2050, comparativement à 41 % en 2022. Cette progression s'inscrit dans un contexte où les gains potentiels en efficacité énergétique, s'ils se concrétisaient malgré les barrières inhérentes à leur pleine adoption, permettent de réduire les besoins énergétiques totaux de près de 55 à 58 TWh à l'horizon 2050. Conséquemment, la consommation d'énergies fossiles diminue nettement, ne représentant plus que 10 % du bouquet énergétique en 2050. Le gaz naturel fossile est en fort recul, partiellement remplacé par le GNR.

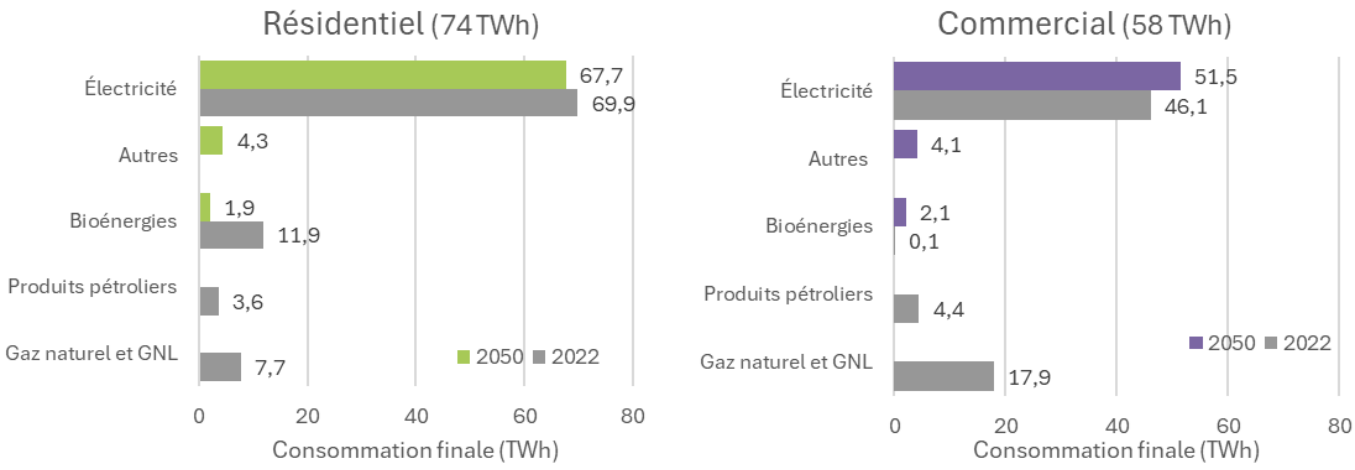
À l'instar du GNR, les autres bioénergies voient leur consommation augmenter dans les années à venir, bien que cette consommation soit limitée par la disponibilité de la biomasse. Toutes les formes de bioénergies (gazeuse, solide, liquide) jouent un rôle croissant dans le bouquet énergétique (jusqu'à 15 % en 2050). Enfin, l'hydrogène devient une composante plus significative du bouquet énergétique à long terme. Sa consommation augmente progressivement jusqu'en 2045, avant de connaître une accélération dans les cinq dernières années de la modélisation, afin d'achever la décarbonation de l'économie.

La consommation énergétique en recul dans le secteur des bâtiments, portée par les technologies de chauffage et les rénovations

En 2050, l'électricité occupe une place dominante dans l'énergie utilisée par les bâtiments en 2050, représentant 90 % de la consommation totale comparativement à 75 % en 2022. Dans tous les scénarios, les thermopompes à air deviennent la principale solution de chauffage pour les bâtiments résidentiels, commerciaux et institutionnels, en raison de leur efficacité importante et de leur coût plus accessible. Leur adoption généralisée permet de réduire de façon importante la demande totale d'énergie, passant de 93 TWh en 2022 à 74 TWh en 2050 grâce aux gains d'efficacité qu'elles procurent, démontrant ainsi qu'une pénétration plus lente aurait un effet à la hausse de la demande d'électricité dans les bâtiments en 2050La géothermie, bien que très performante, notamment pour limiter la demande lors des périodes de pointe, demeure toutefois moins répandue en raison de coûts d'installation plus élevés.

Dans le secteur commercial et institutionnel, les systèmes de chauffage électrique standards sont remplacés par des thermopompes à air, considérées comme l'option la plus rentable quoiqu'elles pourraient s'avérer difficiles à implanter dans certains types de bâtiment, complétées par une plus petite proportion de thermopompes géothermiques. La consommation d'énergie finale passe ainsi de 68 TWh en 2022 à 58 TWh en 2050. En revanche, dans le secteur résidentiel, bien que les thermopompes à air dominent, on retrouve encore des systèmes électriques standards comprenant des fournaises et des plinthes électriques, même si leur part diminue de manière très importante.

Figure 22 : Comparaison de la consommation d'énergie finale du secteur des bâtiments en 2022 et en 2050[25] (TWh)



[25] Le GNR est inclus dans la catégorie des bioénergies.

En termes de volumes distribués, le gaz naturel est progressivement remplacé par l'électricité pour la majorité des usages, à un rythme continu de diminution observé tout au long de la période. Le gaz naturel fossile voit sa part réduite de manière soutenue, en lien avec l'élimination graduelle des systèmes entièrement au gaz, tout en demeurant présent jusqu'en 2045. Parallèlement, les systèmes biénergie combinant électrification et utilisation de GNR progressent et continuent d'assurer une part des besoins en chauffage lors des périodes de froid et comme outil de flexibilité complémentaire aux sources d'énergie variables. Ces systèmes jouent un rôle stratégique dans la gestion des pointes de consommation électrique et dans le maintien de certains bâtiments connectés au réseau de gaz naturel.

Dans le secteur commercial et institutionnel, la biénergie électricité et gaz est déployée dès 2027 et contribue à réduire les volumes distribués de gaz naturel fossile. En 2040, elle permet de répondre à plus du tiers des besoins en chauffage, avant de voir cette part diminuer légèrement à l'horizon 2050 avec le développement des réseaux de chaleur notamment. À noter que la modélisation a supposé une part minimale de systèmes pouvant utiliser du gaz naturel ou du GNR dans le parc de bâtiments commerciaux et institutionnels, afin d'assurer sa résilience et de diminuer les répercussions d'une électrification complète sur la pointe électrique.

Dans le résidentiel, les systèmes biénergie atteignent aussi un pic en 2040 (autour du quart des stocks de systèmes de chauffage), puis déclinent. Enfin, le GNR, bien qu'utilisé à court terme dès 2027 pour remplacer le gaz naturel fossile, reste marginal en raison de son coût croissant. Il est principalement utilisé dans les systèmes biénergie, représentant environ 25 % de leur consommation, mais aussi pour le chauffage de l'eau (davantage dans le secteur commercial et institutionnel que dans le résidentiel), bien que cette fonction soit majoritairement électrifiée.

Les mesures de rénovation visant une plus grande efficacité énergétique, bien qu'appliquées de manière uniforme dans tous les scénarios en raison de contraintes de modélisation, jouent un rôle essentiel dans la réduction des consommations. Elles permettent de s'affranchir de plus de 10 % des besoins en chauffage dans les bâtiments en 2050, en améliorant l'enveloppe thermique et les systèmes de contrôle des bâtiments existants.

Dans le scénario de demande intermédiaire (D2), les réseaux de chaleur couvrent jusqu'à 33 % des besoins énergétiques dans les bâtiments neufs (et jusqu'à 43 % dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées ») et jusqu'à 5 % dans les bâtiments existants. Leur déploiement repose principalement sur la récupération de chaleur résiduelle industrielle, complétée par la chaleur résiduelle des PRM dans certains scénarios, mais aussi sur des centrales décentralisées à la biomasse, particulièrement présentes dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées ». Le développement des réseaux de chaleur, bien que limité par des contraintes d'infrastructures et de planification, représente une solution rentable à long terme selon le modèle, notamment dans les milieux urbains, où la densité permet de sécuriser une masse critique de consommateurs.

Enfin, les autres énergies renouvelables jouent un rôle complémentaire dans le secteur des bâtiments. Le solaire thermique est utilisé pour le chauffage de l'eau, sauf dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées » (qui utilise davantage la chaleur résiduelle dans les réseaux

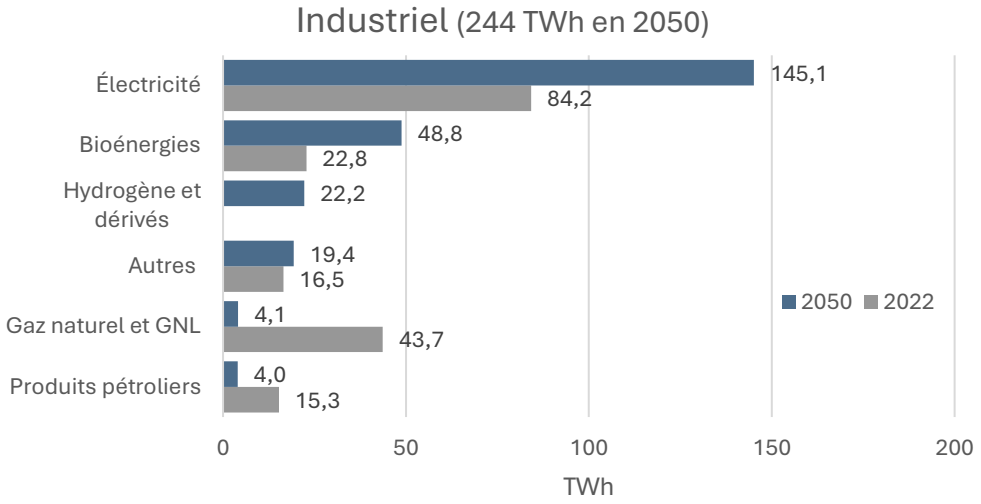
de chaleur). Le bois de chauffage, historiquement utilisé dans les bâtiments résidentiels, voit son usage décliner progressivement et disparaît complètement après 2045 dans tous les scénarios. Bien que cette évolution puisse susciter des débats, elle reflète un arbitrage optimal dans un contexte de ressources limitées, où la biomasse est redirigée vers des usages plus efficaces pour décarboner l'économie.

Consommation industrielle en hausse sous l'effet de l'électrification et de l'innovation

La consommation d'énergie finale dans le secteur industriel connaît une hausse de 34 % entre 2022 et 2050, laquelle résulte notamment du remplacement progressif des combustibles par de l'électricité, de l'adoption de nouvelles technologies et du déploiement de solutions de captage du carbone, tout en conservant une diversité de vecteurs énergétiques. En 2050, l'électricité représente 59 % de la consommation finale d'énergie industrielle, atteignant jusqu'à 145 TWh et remplaçant progressivement les combustibles fossiles. Cette hausse est notamment liée à l'essor du captage de carbone et à la transformation des procédés de production de métaux non ferreux, comme l'aluminium. L'électrification progresse également dans les manufactures et les usines de pâtes et papiers dans une moindre mesure, bien qu'elle ne puisse couvrir l'ensemble des besoins industriels.

Le gaz naturel fossile suit une trajectoire de diminution continue jusqu'en 2045, malgré une présence résiduelle qui se prolonge au-delà de 2050. Il passe ainsi de 44 TWh à 4 TWh en 2050. Cette réduction concerne principalement le secteur manufacturier, l'industrie de la chimie et du raffinage ainsi que les usines de pâtes et papiers, tandis que certains usages, comme dans le secteur de la construction, persistent plus longtemps.

Figure 23 : Comparaison de la consommation d'énergie finale du secteur industriel en 2022 et en 2050 (TWh)



Le gaz naturel fossile est progressivement remplacé par plusieurs autres vecteurs énergétiques. L'électricité joue un rôle central tout au long de la période, tandis que l'hydrogène devient un substitut important à compter de 2045. Le GNR voit quant à lui son utilisation s'intensifier graduellement, avec une croissance plus marquée après 2040, en fonction de l'évolution des besoins industriels et des conditions de marché. Si ses usages demeurent différenciés selon les scénarios, le GNR est principalement utilisé dans les usines de pâtes et papiers, les manufactures, l'industrie chimique et le raffinage du pétrole. Dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées », le GNR présente la plus forte consommation pour combler le déficit d'hydrogène, considéré plus coûteux. Le GNR est également utilisé dans la production de métaux, tandis que le secteur de la construction commence à en consommer en 2050.

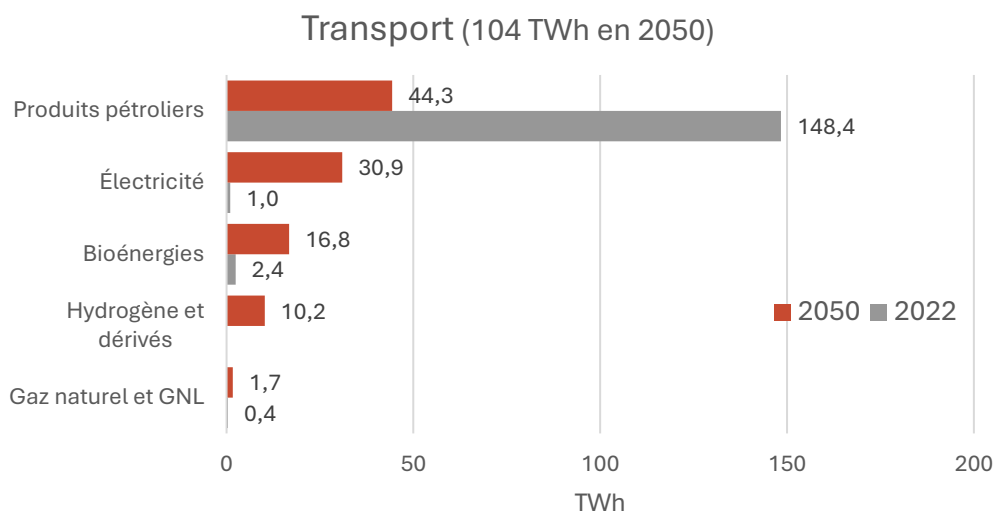
La bioénergie solide est utilisée à moyen terme, avec une croissance jusqu'en 2045, avant de diminuer en 2050, en lien avec le passage à l'hydrogène dans les chaudières pour usage industriel. En revanche, la bioénergie liquide reste relativement stable, notamment dans les usines de pâtes et papiers, où elle continue de jouer un rôle dans les procédés industriels.

Le secteur des transports mise sur l'électricité et les bioénergies pour réduire les combustibles fossiles

La transition énergétique du secteur des transports au Québec se caractérise par une réduction massive de la consommation de produits pétroliers, une électrification progressive des véhicules et une diversification des vecteurs énergétiques pour les segments plus difficiles à électrifier. Entre 2022 et 2050, la consommation de produits pétroliers dans le secteur des transports diminue de 70 % tandis que la consommation d'électricité est multipliée par près de 30, notamment avec l'électrification des véhicules légers. En 2050, les produits pétroliers résiduels sont principalement utilisés pour le transport aérien, les véhicules hors route et le transport maritime, ainsi que pour une fraction du transport routier lourd.

L'électrification des véhicules constitue une solution technologique majeure, représentant à terme jusqu'à 30 % du bouquet énergétique de ce secteur. À partir de 2045, tous les véhicules légers de transport de passagers sont électrifiés et, en 2050, la majorité des camions moyens et des autobus de transport de proximité le sont également.

Figure 24 : Comparaison de la consommation d'énergie finale du secteur des transports en 2022 et en 2050 (TWh)



Dans les autres modes de transport, la décarbonation repose essentiellement sur l'introduction de l'hydrogène, utilisé principalement pour les véhicules routiers lourds et les trains. La bioénergie liquide (diesel renouvelable, biodiesel et diesel synthétique) s'intègre de manière progressive tout au long de la période. Elle est principalement utilisée pour le transport hors route en 2050.

Le secteur aérien, plus difficile à décarboner, reste majoritairement dépendant des carburants fossiles en 2050, le carburant d'aviation représentant 77 % des produits pétroliers consommés en 2050. Cette faible utilisation du carburant d'aviation durable reflète les contraintes liées à la disponibilité de la biomasse, ressource limitée dont l'usage doit être optimisé.

Le secteur ferroviaire augmente graduellement l'utilisation de bioénergies (biodiesel et diesel renouvelable) et d'hydrogène comme vecteurs de décarbonation.

Le gaz naturel fossile, quant à lui, joue un rôle transitoire. Sa consommation augmente à court et moyen terme dans les camions lourds, puis diminue progressivement, n'étant plus compatible avec les objectifs de transition énergétique. En 2050, elle est principalement utilisée pour le transport maritime intérieur (sous forme liquide).

Différents moyens d’approvisionnement énergétique

Grâce à la richesse et à la diversité de ses ressources et de ses relations, la province dispose d’atouts importants pour faire évoluer son approvisionnement énergétique afin de répondre aux besoins futurs du Québec. Dans un contexte de transformation rapide du système énergétique, l’analyse tient compte de l’ensemble des sources d’énergie et des principaux leviers, notamment l’efficacité énergétique, les solutions de flexibilité, le développement de nouvelles capacités de production sur le territoire ainsi que l’intrant de nouvel approvisionnement hors Québec (les échanges énergétiques).

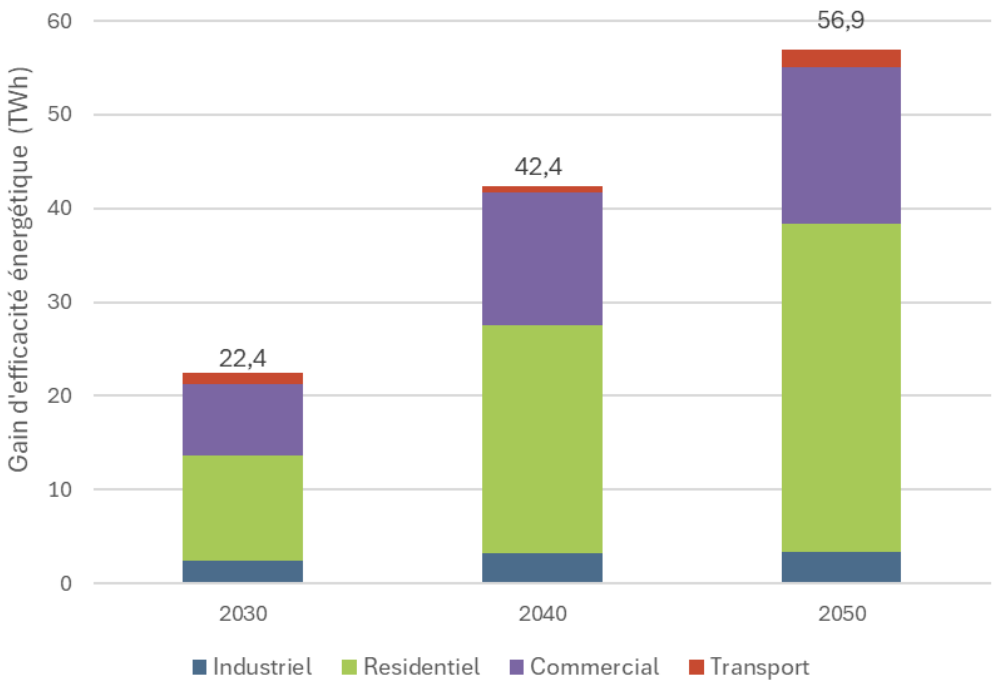
Pour la modélisation de l’approvisionnement, les contrats déjà conclus en électricité et en gaz naturel renouvelable, ainsi que l’entente de principe entre Hydro-Québec et Terre-Neuve-et-Labrador, ont été pris en compte. Ces leviers sont considérés comme des outils de soutien au système énergétique et pourraient représenter des opportunités pour accroître la production destinée au Québec. Le choix des leviers à privilégier sur le plan opérationnel relèvera des distributeurs, appelés à les adapter à l’évolution du contexte énergétique.

Efficacité énergétique

En 2050, les gains potentiels en efficacité énergétique en électricité et gaz naturel atteignent en moyenne 57 TWh. La majorité concernent la consommation d’électricité, représentant entre 90 % et 93 % des gains totaux selon les scénarios.

Au travers des résultats de la modélisation, on observe que les potentiels d’efficacité énergétique se trouvent principalement dans les bâtiments, et en particulier le secteur résidentiel. En 2050, les gains potentiels dans les bâtiments résidentiels pourraient atteindre jusqu’à 35 TWh, contre 17 TWh pour le secteur commercial. L’adoption de technologies très efficaces, comme les thermopompes, constitue un facteur déterminant de ces gains.

Figure 25 : Évolution des gains potentiels en efficacité énergétique (TWh)



Approvisionnement en électricité

Entre 2022 et 2050, les approvisionnements en électricité au Québec augmentent de manière importante dans tous les scénarios, portés par l'électrification des usages dans les secteurs résidentiel, commercial, industriel et des transports, par la croissance économique ainsi que par de nouvelles industries, telles que les centres de données ou les filières émergentes.

Selon le scénario de demande exploré (D1, D2 ou D3), l'augmentation des approvisionnements en électricité varie entre 111 TWh et 221 TWh (voir l'annexe Analyse comparative des scénarios). Dans un scénario de demande intermédiaire (D2), cette augmentation représente entre 158 et 168 TWh additionnels en 2050, par rapport à 2022, selon le scénario d'offre. Il existe une multitude de solutions que le modèle a comparées entre elles, telles que l'efficacité énergétique, des ajouts de production au Québec et des échanges d'électricité. La nouvelle production anticipée sur le territoire du Québec est donc directement liée aux hypothèses de contribution de l'efficacité énergétique (53 TWh) et des échanges commerciaux (33 TWh).

La section qui suit présente la nouvelle production au Québec par filière, qui varie toutefois selon le scénario d'offre exploré.

L'hydroélectricité demeure la principale source de production d'électricité. À l'horizon 2050, sa production augmente dans tous les scénarios, atteignant jusqu'à 245 TWh dans le scénario « Nouvelle hydraulique » (O1), ce qui nécessite le déploiement de plus de 7 GW de nouvelles capacités, soit plus de quatre fois l'équivalent du complexe de la Romaine (1,55 GW - 7,4 TWh). Même dans les scénarios privilégiant d'autres sources, comme le nucléaire, l'hydroélectricité demeure requise (de 3 à 4 GW additionnels). Une augmentation de la puissance des centrales existantes est prévue. Le remplacement des groupes turbine-alternateur permettra d'ajouter 2,7 GW d'ici 2050.

L'éolien connaît une forte croissance dans tous les scénarios. Même dans le scénario « Nucléaire » (O2), où la pénétration de la filière est moindre, l'éolien double presque sa capacité d'ici 2050 (atteignant jusqu'à 8 GW). Les scénarios « Éolien et solaire » (O3) et « Sources d'énergie décentralisées » (O4) sont ceux qui misent le plus sur cette filière, avec une capacité installée atteignant jusqu'à 20 GW dans le scénario « Éolien et solaire » (O3), produisant 58 TWh en 2050. Dans le scénario « Nouvelle hydraulique » (O1), le développement de l'éolien reste significatif, avec 15 GW de capacité installée, démontrant la complémentarité de ces deux ressources. L'éolien décentralisé, quant à lui, se développe uniquement dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées » (O4), avec une montée en puissance à partir de 2045. La production maximale d'éolien décentralisé est atteinte en 2050 avec 11 TWh produits.

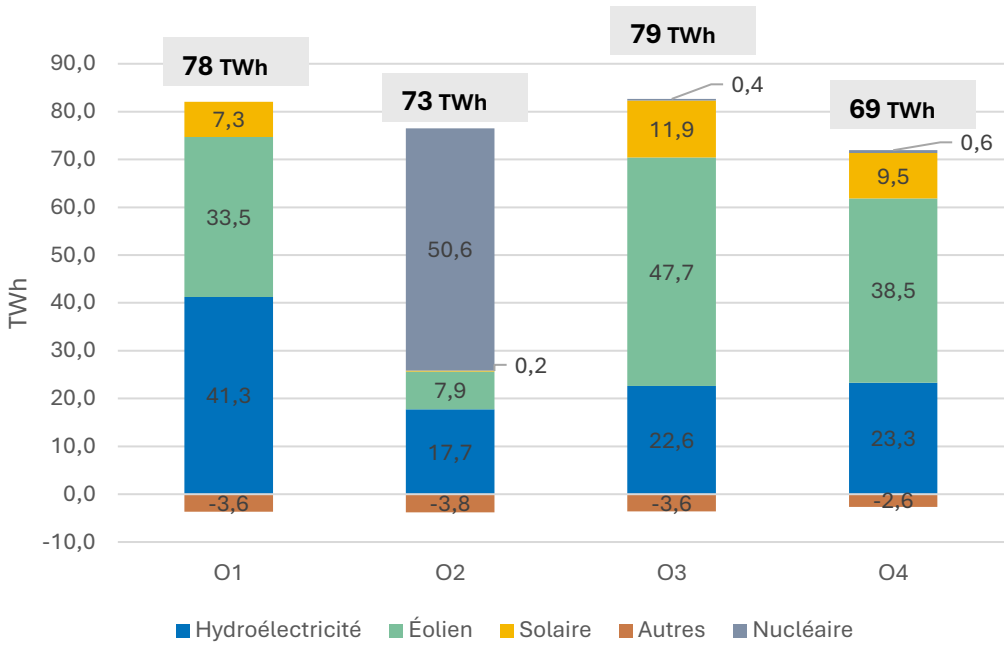
La production **solaire photovoltaïque**, bien que plus modeste, est présente dans tous les scénarios. Elle est particulièrement développée dans les scénarios « Éolien et solaire » (O3) et « Sources d'énergie décentralisées » (O4), atteignant de 10 à 12 TWh. La majorité de cette production provient de sites centralisés, mais les scénarios relatifs aux sources d'énergie décentralisés intègrent une part importante de production décentralisée (jusqu'à 40 % du total solaire).

Le **nucléaire** pourrait faire son retour dans le bouquet énergétique québécois, principalement par le biais des PRM. Le scénario « Nucléaire » prévoit un développement ambitieux, avec 5,4 GW de PRM installés. Les centrales nucléaires classiques sont quant à elle moins développées, avec moins de 1 GW installé. Ces déploiements sont d'intérêt en partie à cause des besoins en infrastructures de transport moins élevés que pour l'hydroélectricité ou l'éolien, grâce à leur capacité à être installés à proximité des centres de consommation. De plus, les centrales nucléaires peuvent fournir de la chaleur résiduelle pour alimenter les réseaux de chaleur, ouvrant la possibilité d'intégrer davantage de décentralisation dans un scénario relatif au nucléaire. Le scénario « Nucléaire » prévoit un développement plus ambitieux, avec 5,4 GW de PRM installés. Les centrales nucléaires classiques (réacteur de troisième génération) sont moins développées, avec moins de 1 GW installé, mais contribuent également à la production dans le scénario « Nucléaire ».

Pour accompagner le développement des énergies renouvelables variables, des **systèmes de stockage** d'électricité sont déployés à grande échelle. Les scénarios « Éolien et solaire » (O3) et « Sources d'énergie décentralisées » (O4) privilégient les batteries, avec plus de 3 GW de capacité installée en 2050. Le stockage par pompage sera davantage présent dans le scénario » Éolien et solaire » (2,6 GW en 2050) que dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées » (1,3 GW en 2050). Les contraintes imposées sur le stockage (30 % pour l'éolien, 40 % pour le solaire) ont eu un effet structurant sur le bouquet électrique, favorisant un recours accru à l'hydroélectricité et au solaire, et limitant le développement de l'éolien, qui aurait été plus important en l'absence de ces contraintes. En effet, le coût du stockage ajoute un surcoût non négligeable aux ressources variables, ce qui affecte leur rentabilité par rapport aux barrages hydroélectriques, lesquels offrent une flexibilité précieuse.

Dans l'ensemble des scénarios, l'usage des centrales, (thermiques, à vapeur ou de cogénération à la biomasse), représentées sous la catégorie « Autres » des figures 27 et 28, diminue d'ici 2050. On constate tout de même le recours à une **centrale de cogénération au gaz naturel** pour contribuer aux besoins de puissance en période de pointe, progressivement alimentée par du GNR. Le niveau d'exploitation de cette centrale connaît toutefois une décroissance graduelle au cours de la période, passant d'environ 0,5 TWh en 2022 à 0,35 TWh en 2040 pour atteindre zéro en 2050.

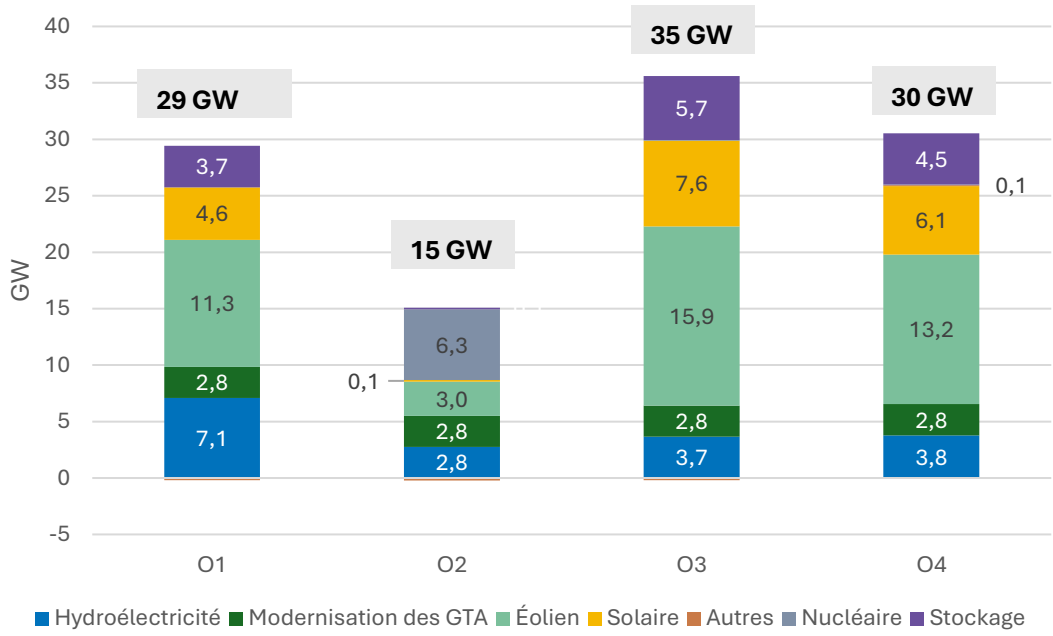
Figure 26 : Nouvelle production d'électricité par technologie en 2050 (TWh)



Dans tous les scénarios, la capacité installée augmente sur la période de modélisation. Dans les scénarios O3 et O4, l'éolien comprend la plus grande part de la capacité et de la production ajoutée entre 2022 et 2050. Dans tous les scénarios, des capacités supplémentaires en hydroélectricité sont prévues à partir de 2040. La capacité installée du scénario « Nucléaire » est plus faible que celle des autres scénarios parce que le facteur d'utilisation du nucléaire est plus grand que celui de l'éolien par hypothèse. La production est quant à elle moins importante, vraisemblablement un effet du coût électrique plus important avec le nucléaire.

En 2050, la majorité de la production d'électricité provient toujours des centrales hydroélectriques. Toutefois, dans tous les scénarios, la proportion diminue majoritairement en faveur de l'éolien, ce qui permet de diversifier légèrement le bouquet électrique. La capacité en énergie solaire augmente, mais sa contribution reste toutefois marginale.

Figure 27 : Nouvelle capacité électrique installée en 2050 (GW)



Besoins en flexibilité

La flexibilité permet d'adapter la consommation aux capacités du réseau, notamment lors des périodes de pointe. Dans les scénarios modélisés, la flexibilité énergétique repose sur plusieurs mécanismes : le stockage électrique (p. ex. : batteries stationnaires), les systèmes complémentaires gaz-électricité comme la biénergie dans l'industrie et les bâtiments (avec du gaz naturel fossile ou renouvelable), et des mesures d'effacement ou de déplacement de la demande (p. ex. : bornes de recharge intelligentes). Dans ce contexte, les barrages hydroélectriques ne sont pas considérés comme un moyen de flexibilité, puisque ce mode de production est déjà le plus modulable.

La flexibilité énergétique est évaluée à travers deux dimensions complémentaires. D'une part, le chauffage à la biénergie en 2050 permet de moduler la consommation entre l'électricité et le gaz naturel (fossile ou renouvelable), en fonction des conditions du réseau et des besoins saisonniers. D'autre part, la capacité totale de flexibilité est rapportée à la pointe électrique en 2050, afin d'estimer la part du système pouvant être ajustée pour répondre aux variations de la demande.

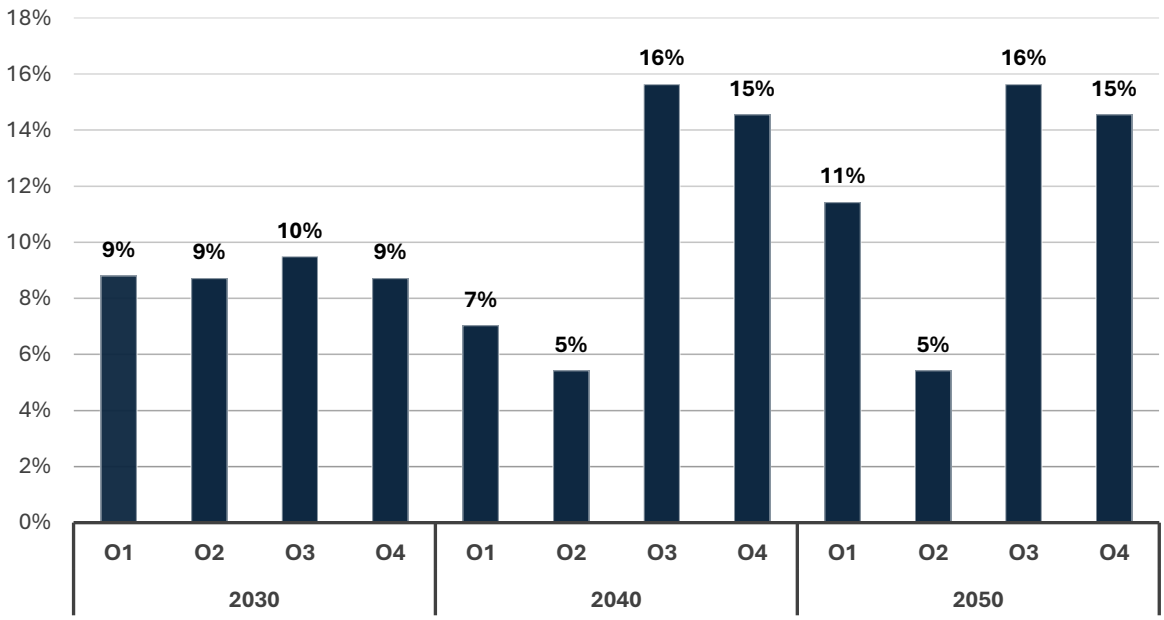
Dans un scénario de demande intermédiaire (D2), les systèmes biénergie permettent de combler 17 % des besoins en chauffage à l'horizon 2050, sauf pour le scénario « Éolien et solaire » (O3), où ce taux passe à 21 %. Cela s'explique par un plus fort besoin en flexibilité énergétique avec la production intermittente d'électricité éolienne et solaire. De plus, l'utilisation du GNR est plus faible dans le secteur industriel dans ce scénario, ce qui laisse plus de place à son utilisation dans les bâtiments. Il est estimé que les systèmes biénergie dans les bâtiments permettraient de réduire la pointe électrique d'environ 2 à 3 GW en 2050 dans les scénarios de demande intermédiaire.

Cette contribution atteindrait un maximum d'environ 4,5 GW en 2040, quand le nombre de ces systèmes est à son plus élevé.

Lorsque l'on considère toutes les **options de flexibilité** énergétique permettant entre autres le déplacement ou l'effacement de la demande dans les secteurs commerciaux et industriels, ce sont les scénarios « Éolien et solaire » (O3) et « Sources d'énergie décentralisées » (O4) qui présentent le plus haut rapport entre flexibilité énergétique et pointe de consommation électrique. Cette gestion de la pointe est effectivement plus importante dans les scénarios ayant un fort déploiement de la capacité de production électrique intermittente. Ces options de flexibilité permettent ainsi de réduire la pointe de consommation électrique de 15 % à 16 % en 2050.

Les options de flexibilité sont nettement moins développées dans le scénario « Nucléaire » (O2), puisqu'il est celui qui intègre le moins de capacité solaire et éolienne. Le stockage associé par contrainte avec ces filières est donc beaucoup plus faible. En même temps, ce scénario intègre tout de même une proportion très importante de production hydroélectrique complémentaire, ce qui permet de moduler la production en fonction des besoins saisonniers en électricité.

Figure 28 : Évolution de la capacité totale de flexibilité énergétique comparativement à la pointe de la consommation d'électricité en 2030, en 2040 et en 2050 (%)



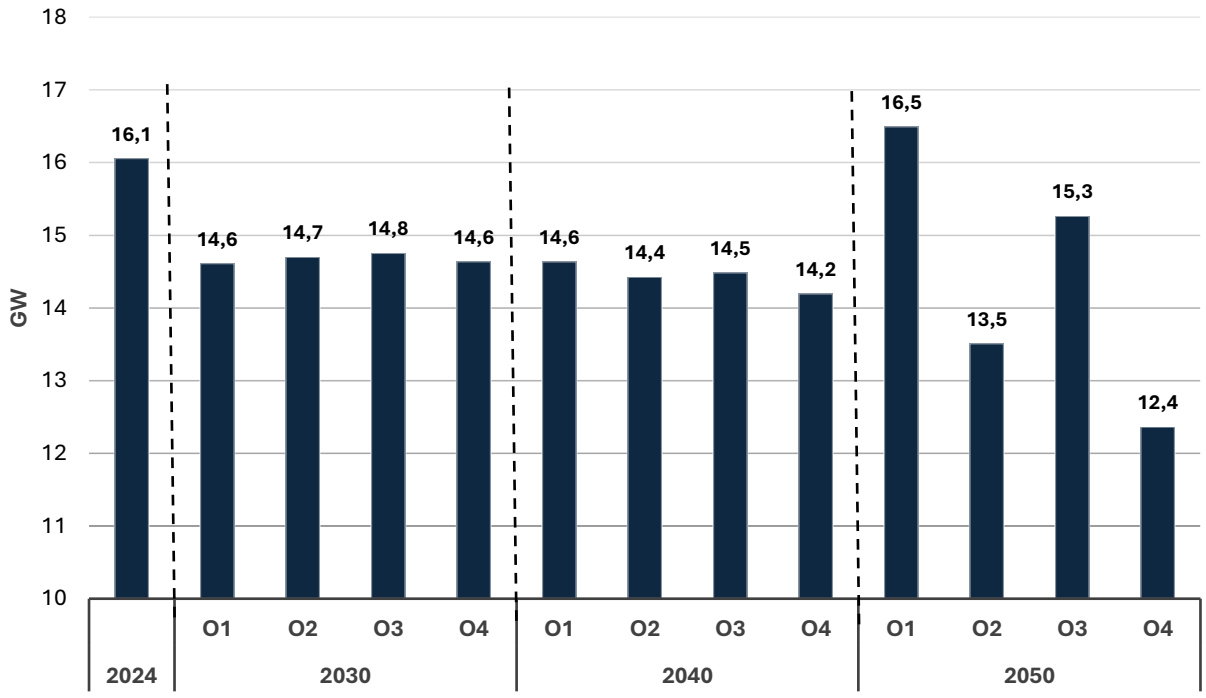
Pointe de consommation électrique

La pointe de consommation électrique en 2050 représente le niveau maximal de consommation horaire observé au cours de l'année. Il constitue un indicateur critique pour la planification du système électrique, car il détermine la capacité minimale requise pour répondre à la demande en tout temps. Une pointe élevée implique des besoins accrus en infrastructure, en flexibilité et en réserve, et peut engendrer des coûts importants pour Hydro-Québec et les gestionnaires du réseau.

La pointe de consommation est plus faible dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées » (O4) en raison d'une réduction de la consommation, notamment dans les bâtiments, et de l'augmentation des mesures d'efficacité énergétique.

Cependant, il est important de noter que, dans tous les scénarios, la différence entre la valeur de la pointe et la puissance moyenne consommée est en décroissance par rapport aux valeurs historiques, qui se situaient aux alentours de 16 GW. En effet, les usages industriels présentent des besoins énergétiques plus stables, comparativement aux bâtiments, par exemple, et l'électrification du transport a tendance à aplatir la courbe de consommation en raison de la recharge des véhicules, concentrée pendant la nuit. De plus, les besoins en chauffage en hiver diminuent et, a contrario, les besoins en climatisation l'été augmentent. Cet effet est bénéfique pour le secteur électrique, car un écart plus faible entre la pointe et la moyenne signifie un besoin moindre de surdimensionner le réseau ou de recourir aux importations et aux moyens de flexibilité lors des périodes de forte demande.

Figure 29 : Évolution de la différence entre la pointe et la puissance moyenne consommée (GW)

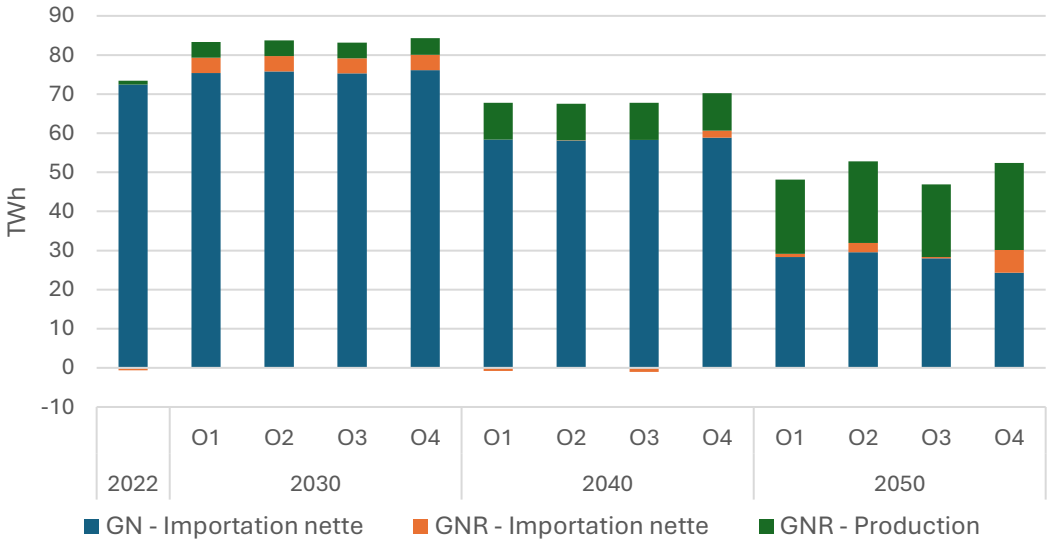


Les scénarios « Nucléaire » (O2) et « Sources d'énergie décentralisées » (O4) présentent un écart plus faible à la moyenne que les deux autres scénarios d'offre, à demande équivalente. Cela s'explique par une pointe moins élevée, comme observé précédemment, en raison d'une consommation d'énergie plus faible due à un coût plus élevé de l'électricité (coût des technologies, effet d'échelle).

Gaz naturel fossile et de source renouvelable

Afin de réaliser la transition énergétique du Québec à l'horizon 2050, dans le scénario de demande intermédiaire (D2), la consommation finale de gaz naturel fossile diminue de plus de 90 %. Une quantité substantielle du volume restant sert de manière indirecte à produire de l'hydrogène bleu (hydrogène avec captage, utilisation et stockage de carbone). Pour sa part, le GNR prend une place beaucoup plus importante dans le mix énergétique, en remplaçant entre 30 % et 40 % de la consommation actuelle de gaz naturel fossile. Ainsi, les importations nettes de gaz naturel diminuent d'environ 60 % selon la baisse de la consommation primaire. Pour le gaz naturel renouvelable, entre 80 % (O4) et 98 % (O3) des volumes disponibles sont produits dans la province[26]. Une production multipliée entre 19 (O1 et O3) et 23 (O4) fois par rapport au niveau de production de 2022 (1 TWh) est à envisager. Entre 66 % et 73 % des volumes doivent être produits par des technologies de deuxième génération (gazéification de matière organique et méthanation) et le reste par valorisation du biogaz de lieux d'enfouissement et par biométhanisation.

Figure 30 : Évolution de la disponibilité du gaz naturel et du GNR (TWh)



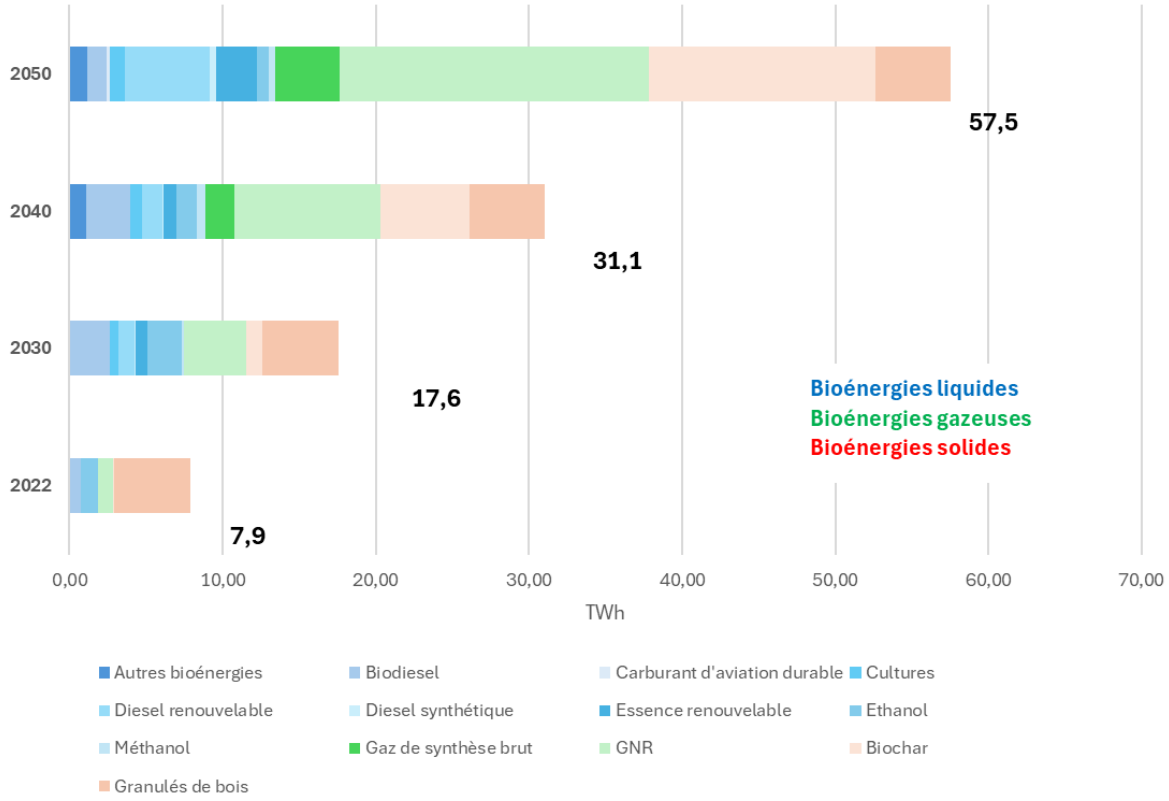
[26] Alors que le prix convenu des contrats d'approvisionnement d'Énergir et d'EGQ auprès de ses fournisseurs hors Québec demeure actuellement avantageux par rapport aux coûts d'approvisionnement au Québec, les résultats présentés dans ce rapport s'appuient sur un scénario plus conservateur d'importation, tant sur le plan des quantités disponibles que des coûts d'acquisition.

Bien que la transition énergétique implique une plus grande électrification, une diversité de sources d'énergie et d'infrastructures d'approvisionnement demeure essentielle pour maintenir la sécurité et la résilience énergétiques de la province. Le déploiement de la biénergie combinant l'électricité et le GNR en est un bon exemple. Malgré une baisse des volumes de gaz distribués par canalisation, estimée entre 27 % (O2) et 36 % (03) par rapport à 2022, en raison d'une croissance de l'intégration de GNR produit localement et des besoins en gaz naturel nécessaires à la production d'hydrogène bleu, le volume restant justifie le maintien des infrastructures gazières dans la transition énergétique.

Bioénergies

En 2050, les bioénergies seront la deuxième source d'énergie la plus consommée après l'électricité, soit 15 % de la consommation totale, alors qu'elles ne représentent que 7 % actuellement. Elles joueront un rôle essentiel dans la transition énergétique, en complémentarité avec l'électricité. L'entièreté de la biomasse disponible, principalement de source forestière, sera en majeure partie convertie en bioénergies à l'horizon 2050. Le résiduel, soit environ 12 %, sera directement consommé par l'industrie. La production sera multipliée par un facteur de 7. Cependant, cela ne sera pas suffisant pour répondre aux besoins et il sera nécessaire d'importer du GNR et des bioénergies liquides (de 5 à 11 TWh supplémentaires selon le scénario d'offre).

Figure 31 : Production de bioénergies des scénarios d'offre combinés au scénario de demande intermédiaire (TWh)



En 2050, la majorité des bioénergies sont produites à partir de technologies de seconde génération, issues de procédés avancés tels que la pyrolyse ou la gazéification de biomasse. Contrairement aux bioénergies de première génération, qui sont produites à partir de cultures alimentaires ou de déchets organiques simples, les bioénergies de seconde génération utilisent des résidus agricoles ou forestiers ou encore des déchets organiques complexes, permettant une moindre concurrence avec les usages alimentaires.

Les bioénergies gazeuses connaîtront l'essor le plus important, passant de moins de 1 TWh à plus de 24 TWh. Elles seront essentiellement composées de GNR (83 %) et de gaz de synthèse brut issu des procédés industriels (17 %).

Les bioénergies solides se développeront également rapidement. La filière du biocharbon atteindra près de 15 TWh en 2050. Ce biocharbon sera destiné majoritairement à la séquestration de carbone, à travers son usage dans l'agriculture (amendement de sol), mais aussi aux procédés industriels (ciment, fer, etc.). La production de granulés de bois, quant à elle, restera stable dans le temps (autour de 5 TWh).

Enfin, les bioénergies liquides, issues de la biomasse résiduelle, agricole, mais aussi forestière, représenteront 13,5 TWh en 2050. Elles seront composées de diesel et d'essence renouvelable, mais aussi d'éthanol, de méthanol et de biodiesel, afin de servir les secteurs des transports et de l'industrie.

Quel que soit le scénario d'offre, les bioénergies évoluent de manière similaire dans un scénario de demande intermédiaire (D2). Certaines variations dans la répartition des bioénergies peuvent être notées avec un scénario « Sources d'énergie décentralisées » (O4), mais le volume global de bioénergies déployées demeure similaire.

Hydrogène

En complémentarité avec l'électrification directe et à l'instar de la filière des bioénergies, la filière hydrogène joue un rôle dans la transition énergétique du Québec dans un scénario de demande intermédiaire (D2). L'utilisation de l'hydrogène au Québec est principalement attribuable à des procédés industriels (raffinage, chaudières, réduction du minerai de fer). De nouveaux usages, notamment pour le secteur du transport lourd routier, se développent malgré la complexité liée à la mise en place d'une chaîne de valeur complète.

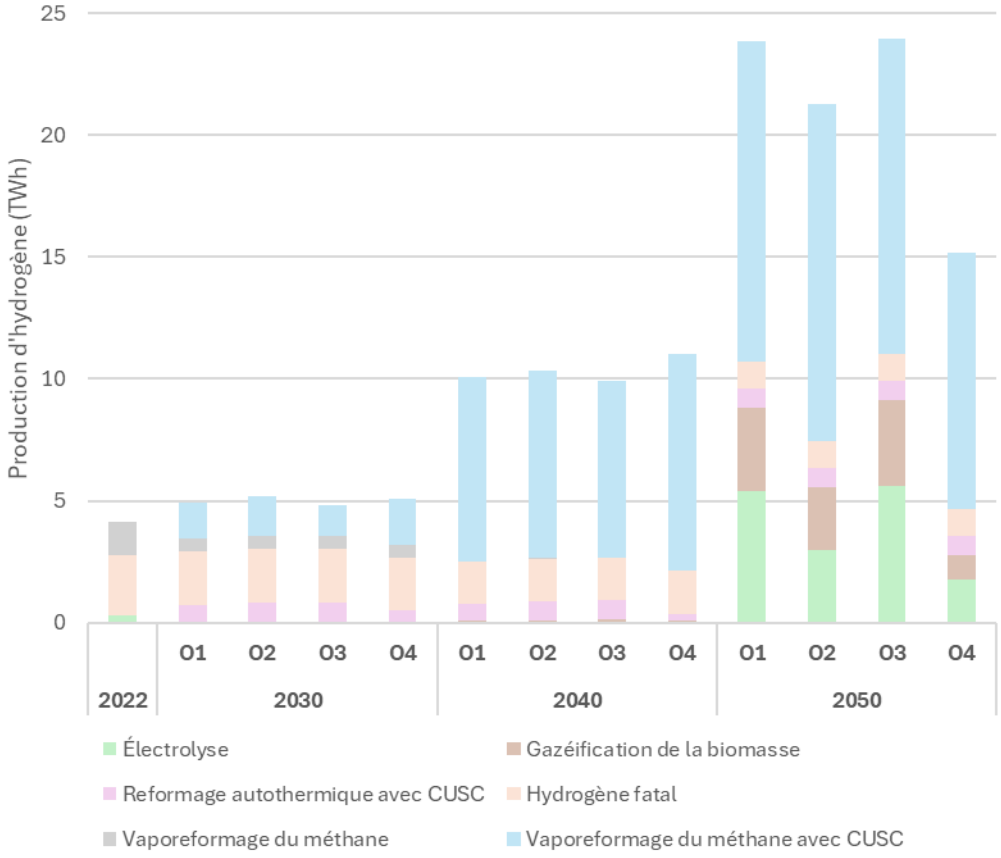
Production de l'hydrogène

Il existe une diversité de moyens pour produire l'hydrogène, qui s'appuient sur des sources d'énergie variées (gaz naturel, électricité, biomasse, etc.) et dont le degré de maturité technologique varie. Certains moyens de production reposent sur des procédés éprouvés, tandis que d'autres demeurent en développement. Les requis énergétiques pourraient ainsi grandement varier selon les avancées technologiques, leur coût et leur rythme d'adoption.

La production d'hydrogène au Québec augmente considérablement, avec une intensification plus marquée à compter de 2040, passant de 4 TWh en 2024 à des niveaux compris entre 15 et 24 TWh en 2050, selon les scénarios. Cette croissance s'avère plus modérée dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées » (O4).

Le scénario « Nucléaire » (O2) présente également une production plus faible, ce qui peut s'expliquer par un coût électrique plus cher et donc une plus faible part d'hydrogène produit par électrolyse. À l'inverse, les scénarios « Éolien et solaire » (O3) et « Nouvelle hydraulique » (O1) affichent les niveaux de production d'hydrogène les plus élevés à l'horizon 2050.

Figure 32 : Évolution de la production d'hydrogène (TWh)



En 2050, la majorité de l'hydrogène produit est de type bleu, c'est-à-dire issu du vaporeformage du méthane avec captage, utilisation et stockage de carbone (CUSC), représentant entre 54 % et 69 % de la production totale selon les scénarios. Ce choix technologique du modèle s'explique par une contrainte imposée sur la puissance électrique maximale allouée à la production d'hydrogène bleu (5 MW), ce qui favorise le vaporeformage par rapport au reformage autothermique, ce dernier nécessitant davantage d'électricité malgré un taux de captage plus élevé.

La production par électrolyse se développe principalement en fin de période, avec une montée en puissance rapide à partir de 2045. En 2050, elle atteint jusqu'à 5,6 TWh dans le scénario « Éolien et solaire » (O3) et 1,7 TWh, son niveau le plus bas, dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées » (O4). Bien que cette montée tardive puisse sembler radicale, elle reflète la difficulté à délaisser les énergies fossiles, principalement dans le secteur industriel, sans recourir massivement à l'hydrogène, notamment lorsque l'électrification directe ne suffit plus.

Enfin, une part croissante de l'hydrogène est produite par gazéification de la biomasse avec CUSC, à partir de 2040. En 2050, cette filière représente environ 1 à 3,5 TWh de production annuelle. Cette technologie joue aussi un rôle important dans la réduction des émissions, grâce aux émissions négatives qui sont comptabilisées avec le captage.

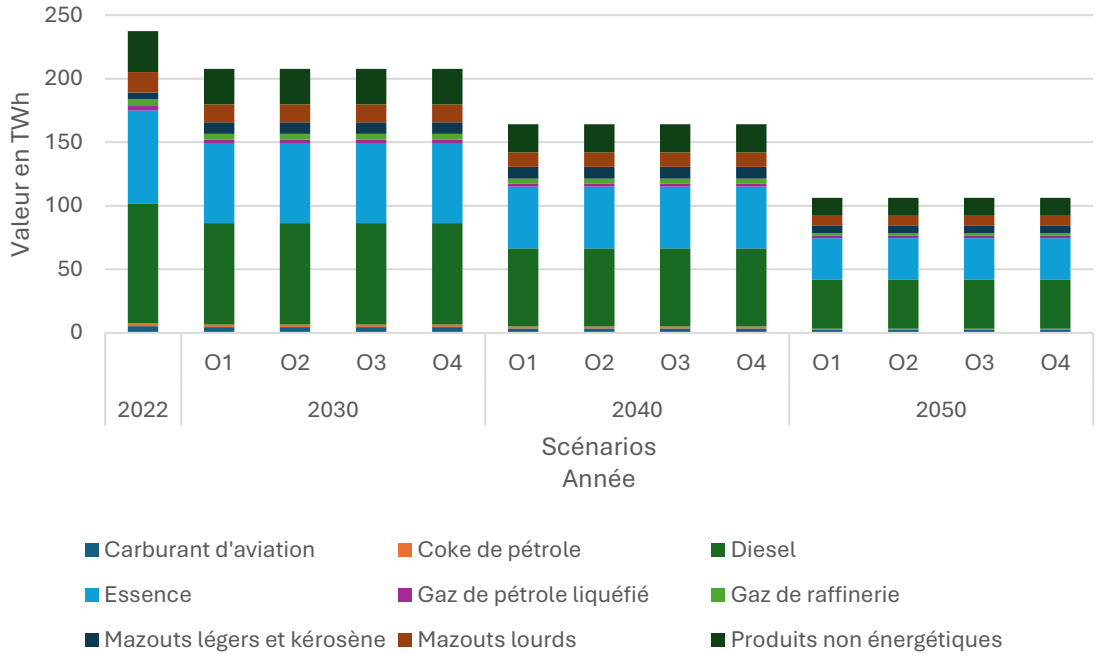
Les infrastructures liées à la construction de nouveaux réseaux spécialisés pour l'hydrogène sont encore émergentes, mais leur développement est essentiel pour permettre le transport et le stockage de ce vecteur énergétique et achever la transition énergétique. Ces réseaux jouent un rôle stratégique dans la résilience du système énergétique à long terme.

Les besoins en hydrogène sont élevés dans le secteur industriel à partir de 2045, et la production locale ne suffit plus. Il faut importer de 13 à 14 TWh de nos voisins via des conduites réservées.

Produits pétroliers

La prise en compte d'une électrification croissante influence la production des produits pétroliers. De ce fait, les résultats de la modélisation montrent que tous les types de production de produits pétroliers baissent d'au moins 55 % en 2050 par rapport à 2022, sauf le mazout léger et le kérosène, qui augmentent de 22 % entre 2022 et 2050. La baisse de la production est causée principalement par une demande intérieure des produits pétroliers qui diminue énormément, notamment dans le secteur des transports.

Figure 33 : Évolution de la production des produits pétroliers en TWh



Échanges énergétiques

Entre 2024 et 2045, les importations[27] d'énergie diminuent dans la majorité des scénarios, principalement en raison de la baisse de la consommation des produits fossiles. Toutefois, une remontée des importations est observée en 2050, dans le scénario « Nucléaire », qui nécessite des importations d'uranium. Il en est de même pour les exportations d'énergie, qui diminuent entre 2040 et 2050. Cette baisse est principalement liée à la réduction des exportations de produits pétroliers.

Les produits pétroliers et le pétrole brut connaissent une forte contraction des importations, avec une baisse moyenne de 79 % entre 2022 et 2050, en raison de la diminution progressive de leur usage dans le bouquet énergétique. En parallèle, les exportations de produits pétroliers augmentent jusqu'en 2040, avant de décroître jusqu'en 2050, atteignant un niveau inférieur de 21 % à celui de 2022. Les importations de pétrole brut, utilisé dans les raffineries québécoises, diminuent de 43 % en 2050 par rapport à 2022, en lien avec la baisse de la production destinée au marché local. Toutefois, le secteur du raffinage maintient ses activités pour alimenter les exportations, ce qui fait du pétrole brut la principale source d'importation dans les scénarios sans développement nucléaire significatif.

Le gaz naturel suit une trajectoire similaire, avec une réduction des importations de 44 % à 49 % selon les scénarios d'offre. Les exportations de gaz naturel et de gaz naturel liquéfié (GNL) diminuent également dans tous les scénarios (environ 18 %), traduisant une baisse de la production et une réorientation vers des usages domestiques ou vers des vecteurs énergétiques de rechange. Le GNR présente une dynamique plus contrastée. Néanmoins, en 2050, le Québec est un importateur net de GNR, de manière plus accentuée dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées » (5,8 TWh).

À des fins de modélisation, une partie des nouveaux besoins en approvisionnement en électricité est estimée à partir des contrats d'importation et d'exportation déjà signés et de l'entente de principe conclue en décembre 2024 entre le Québec et Terre-Neuve-et-Labrador. Ainsi, à l'horizon 2050, un apport net additionnel d'environ 33 TWh est envisagé, mais pourrait autrement représenter des besoins de production supplémentaires au Québec pour satisfaire la demande.

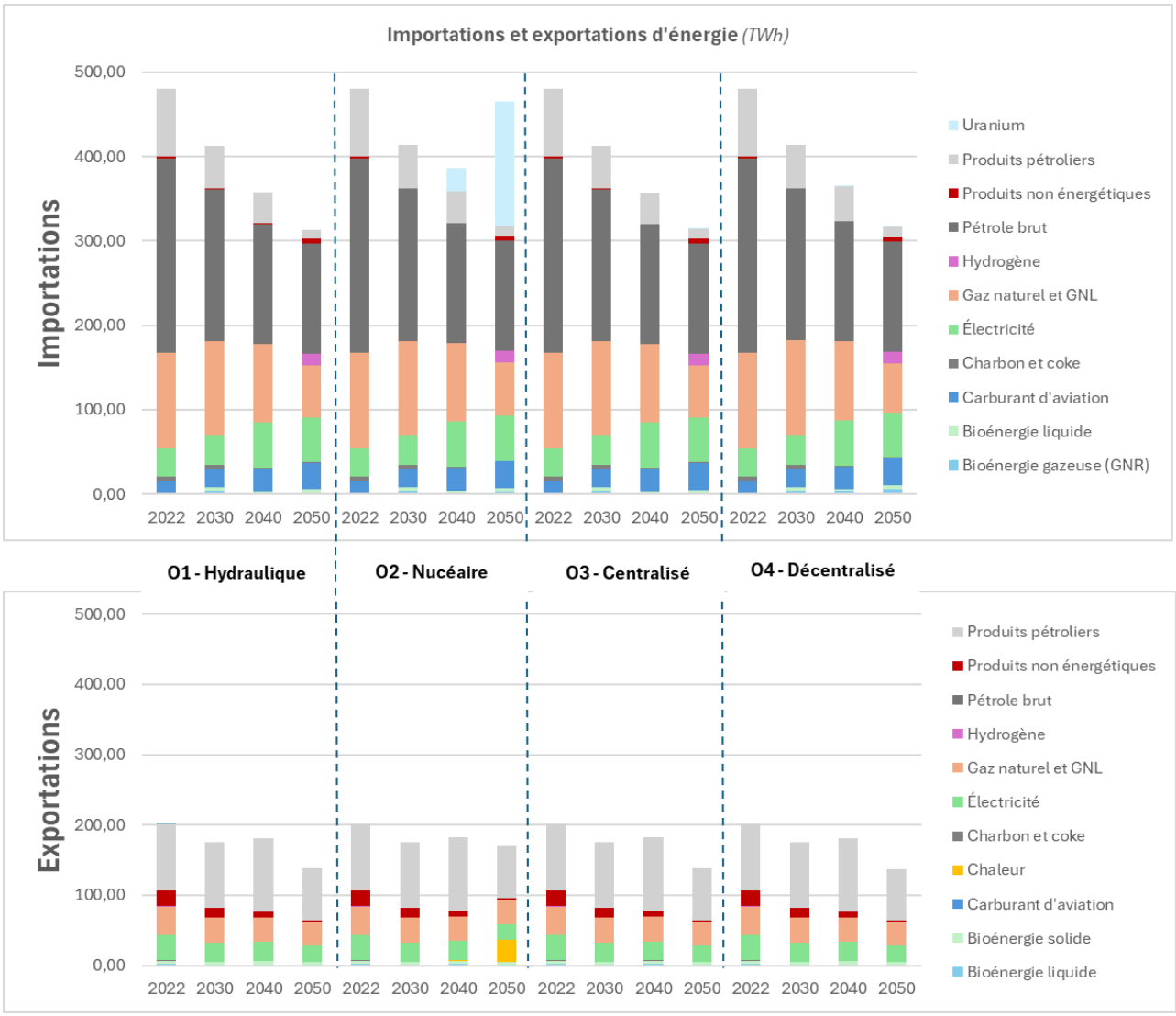
L'hydrogène, encore marginal aujourd'hui, commence à être importé à partir de 2045 dans tous les scénarios. Ces flux atteignent de 13 à 14 TWh par an en 2050, bien que leur disponibilité réelle demeure incertaine. La disponibilité de la molécule sur les marchés extérieurs ainsi que son prix demeurent des hypothèses sensibles qui pourraient influencer l'importation et, conséquemment, le niveau de production locale d'hydrogène.

[27] Les importations réfèrent aux flux énergétiques provenant de l'extérieur du Québec. Cela inclut les autres provinces canadiennes ainsi que les autres pays.

Le carburant d'aviation constitue une exception parmi les énergies fossiles : ses importations augmentent pour répondre à la demande croissante du secteur aérien, passant de 13 TWh en 2022 à 32 TWh en 2050. En revanche, les exportations de carburant d'aviation cessent complètement après 2027 dans tous les scénarios, traduisant une réorientation vers un usage exclusivement domestique. Cette dynamique pourrait représenter un défi pour les activités des raffineries, qui devront favoriser la production de carburant d'aviation par rapport aux autres produits pétroliers (pas uniquement au Québec, mais aussi dans d'autres régions et pays), alors que les produits finaux sont des coproduits et dépendent des qualités du pétrole brut.

Enfin, le Québec continue d'exporter des granules de bois, bien que les volumes soient en légère baisse. Cette diminution pourrait ouvrir la voie à une valorisation accrue de cette ressource sur le territoire, notamment dans les scénarios qui misent sur une utilisation locale renforcée de la biomasse.

Figure 34 : Évolution des importations et des exportations d'énergie pour chaque scénario d'offre en TWh

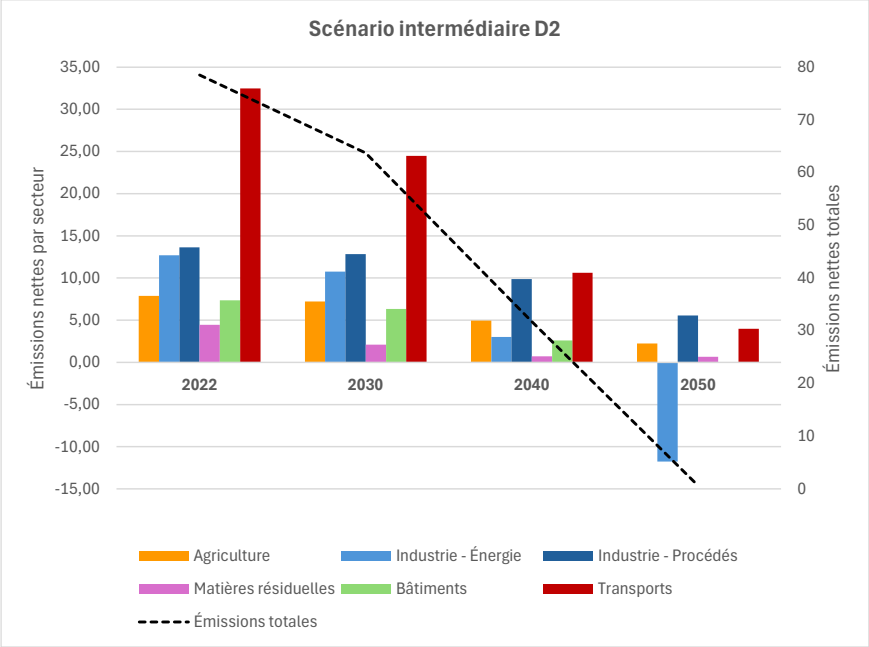


Émissions de GES

Le document *Consultation sur la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du Québec*, publié par le gouvernement en novembre 2025, stipule à raison qu'un élément important à prendre en compte dans le cadre de la révision de la cible 2030 est le rôle majeur que joue l'électricité propre dans le développement économique du Québec depuis plusieurs décennies. L'électrification de notre économie est bien supérieure à la moyenne, et les gains faciles ont pour la plupart déjà été faits. L'électrification n'en demeure pas moins l'une des principales avenues pour l'atteinte de toute cible de réduction des émissions de GES. Et la réussite sera largement tributaire de la disponibilité d'une quantité suffisante d'électricité propre. Dans les exercices exploratoires du gouvernement, qu'il s'agisse de fixer les cibles climatiques ou d'élaborer la planification énergétique, le rythme de décarbonation varie selon les scénarios et les niveaux de demande. Les deux exercices ont supposé la décarbonation de l'économie à l'horizon 2050 pour en mesurer les effets, et des tendances se confirment. Pour les scénarios de demande intermédiaire :

- le secteur des transports amorce une décarbonation rapide dès les premières années grâce à l'électrification des véhicules légers, mais l'effort de réduction varie selon les émissions liées au fret (camions lourds, transport ferroviaire, maritime et aérien), qui persistent plus longtemps;
- le secteur des bâtiments se décarbone presque entièrement d'ici 2050;
- le secteur industriel évolue plus lentement, avec des émissions de GES liées aux procédés industriels plus difficiles à éliminer.

Figure 35 : Évolution des émissions de GES par secteur en Mt éq. CO_2



Dans le **secteur des transports**, les émissions du transport routier sont les plus rapidement réduites, notamment celles des véhicules légers servant au transport de passagers (automobiles et camions légers), grâce à leur électrification massive. Les véhicules lourds voient également leurs émissions diminuer, mais cette réduction est plus lente. Les véhicules hors route, le maritime et le ferroviaire suivent une trajectoire similaire, mais retardée de quelques années, avec une réduction progressive dans tous les scénarios. Une autre différence notable concerne le transport aérien intérieur, dont les émissions restent stables dans la plupart des scénarios.

Dans le **secteur des bâtiments**, les émissions du sous-secteur commercial et institutionnel sont les premières à diminuer considérablement, suivies d'une réduction linéaire dans le secteur résidentiel. Ces baisses sont principalement liées au remplacement des systèmes de chauffage aux énergies fossiles par des équipements électriques. À long terme, on observe une décarbonation complète du secteur en 2050, reflétant sa maturité technologique et réglementaire, ainsi que la faisabilité d'une électrification généralisée, optimisée notamment par la complémentarité des systèmes électriques et gaziers (GNR), et d'une potentielle amélioration continue de l'efficacité énergétique du parc immobilier.

Le **secteur industriel** présente une dynamique plus complexe. En 2022, les émissions sont réparties à parts égales entre l'usage énergétique et les procédés industriels (environ 13 Mt éq. CO_2 chacun). Si les émissions liées à l'énergie sont fortement réduites, atteignant même des niveaux négatifs grâce aux technologies de captage de carbone avec l'utilisation de la biomasse, celles des procédés industriels sont plus difficiles à éliminer, avec une réduction de 59 % en 2050 (par rapport à 2022). À court terme, les émissions d'halocarbures et celles liées à la production de minéraux non métalliques diminuent, tandis que celles associées à la production d'aluminium et de magnésium chutent de façon radicale à partir de 2035 grâce aux anodes inertes. En revanche, les émissions des procédés de production de métaux ferreux augmentent dans tous les scénarios. La décarbonation énergétique de l'industrie est portée par les secteurs chimiques, notamment par la production de biocarburants, et par les usines de pâtes et papiers.

À l'horizon 2050, **les émissions résiduelles**, soit GES qui persistent après que les efforts de réduction ont été faits, proviennent principalement du secteur des transports hors route et aérien (environ 4 Mt éq. CO_2), des procédés industriels (5 à 6 Mt éq. CO_2) et des procédés dans l'agriculture (2 à 3 Mt éq. CO_2).

La mise en œuvre de technologies de CUSC joue un rôle clé dans l'atteinte des objectifs climatiques. Tous les scénarios intègrent des solutions de captage dans l'industrie, notamment dans les secteurs du ciment, de la chimie (via l'utilisation de biomasse pour la production de biocarburants) et des pâtes et papiers, où le captage devient notable à partir de 2035 et dominant après 2045. On observe également l'usage de technologies de captage direct de CO_2 dans l'air (CDA), parfois dès 2045, dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées ». Tous les scénarios dépendent de la séquestration du carbone par le biocharbon, aux alentours de 3 Mt éq. CO_2 en 2050 dans le secteur agricole. L'utilisation du biocharbon en 2050 est proche de la limite pratique estimée en fonction du traitement de 20 % des surfaces agricoles, alors que

ce marché est encore relativement naissant, ce qui implique un développement considérable de ce dernier au cours des prochaines décennies.

La production d'hydrogène contribue également à la réduction des émissions de GES, soit par CUSC dans le procédé de gazéification de la biomasse. Ici encore, le captage avec l'utilisation de la biomasse permet d'atteindre des émissions négatives. Dans tous les scénarios, la contrainte de stockage maximal est fixée à 15,9 Mt de CO_2 en 2050, et cette limite est atteinte. De plus, les solutions mises en œuvre nécessiteront des volumes d'électricité assez importants, soit entre 15 et 16 TWh à l'horizon 2050, quel que soit le scénario. Toutefois, des incertitudes subsistent quant à la mise en place du réseau de transport du CO_2, qui devra être développé progressivement parallèlement au déploiement des technologies de captage.

Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement permettent d'évaluer l'effort financier requis pour la mise en œuvre de chaque scénario énergétique, en les comparant aux investissements qui seraient normalement requis sur la base des données historiques de consommation et sans chercher à planifier un système énergétique plus résilient et décarboné, ce que nous appelons le *portrait historique projeté* (PHP). Comme mentionné précédemment, le PHP intègre les politiques climatiques et énergétiques en vigueur au 31 mars 2025, ainsi il représente une transition énergétique bien entamée. L'écart observé entre les scénarios de demande énergétique D1, D2 et D3 et le scénario PHP reflète le surcoût associé à la décarbonation complète de l'économie du Québec, incluant le développement de nouvelle production énergétique ainsi que l'acquisition ou le remplacement d'équipements ou l'adoption de nouvelles pratiques par les différents secteurs (industrie, transport et les bâtiments).

Portée et limites des résultats

Les résultats du PGIRE ne constituent pas des prévisions. Ils illustrent des trajectoires possibles basées sur des hypothèses économiques, technologiques et réglementaires qui peuvent évoluer. Les valeurs à l'horizon 2050 dépendront notamment de l'évolution des marchés, de la disponibilité des ressources, des coûts futurs des technologies et des choix d'investissements.

Les coûts présentés reposent sur diverses hypothèses et pourraient évoluer différemment de ce qui est actuellement anticipé, notamment en raison de la volatilité des marchés mondiaux. Les fluctuations de prix influenceront forcément les trajectoires énergétiques au fil du temps.

Coûts de la transition énergétique en cours

La transition énergétique déjà en cours implique un déploiement progressif, mais soutenu, de nouvelles capacités de production d'énergie afin de répondre à l'évolution de la demande, dans la poursuite des efforts actuels, mais sans contrainte de carboneutralité. Cette transformation repose à la fois sur l'augmentation de la production d'électricité et sur le développement des biocombustibles, notamment le GNR, destinés à soutenir les usages pour lesquels l'électrification demeure limitée ou techniquement contraignante. Dans ce cadre, le scénario PHP estime que les investissements requis pour le développement de nouvelle production s'élèveront à 376 milliards de dollars courants d'ici 2050[28]. La majorité de ces coûts d'investissement concernent la production d'électricité, soit 93 %, la différence étant associée aux investissements pour la production d'hydrogène ou de biocombustibles qui sont déjà requis pour atteindre les objectifs climatiques et énergétiques actuellement en vigueur.

Surcoût pour décarboner l'économie du Québec d'ici 2050

Dans les scénarios d'offre associés à une demande intermédiaire(D2), le surcoût pour décarboner l'économie en 2050 s'élève à 195 milliards de dollars courants. La part de ce montant associée aux efforts de production d'énergie est évaluée à 59 milliards de dollars, tandis que les investissements requis par les différents secteurs s'élèvent à 136 milliards de dollars, soit 70 % du surcoût total, indiquant un effort important de transformation par l'ensemble des secteurs.

Les besoins d'investissement dans les infrastructures de production d'énergie incluent les principales filières énergétiques (électricité, hydrogène, CUSC et bioénergies) et représentent 30 % du surcoût total d'ici 2050. Plus de la moitié des investissements d'ici 2050 devront se faire dans le **secteur des bâtiments** et le **secteur industriel**, soit 27 % du surcoût total pour chacun des secteurs.

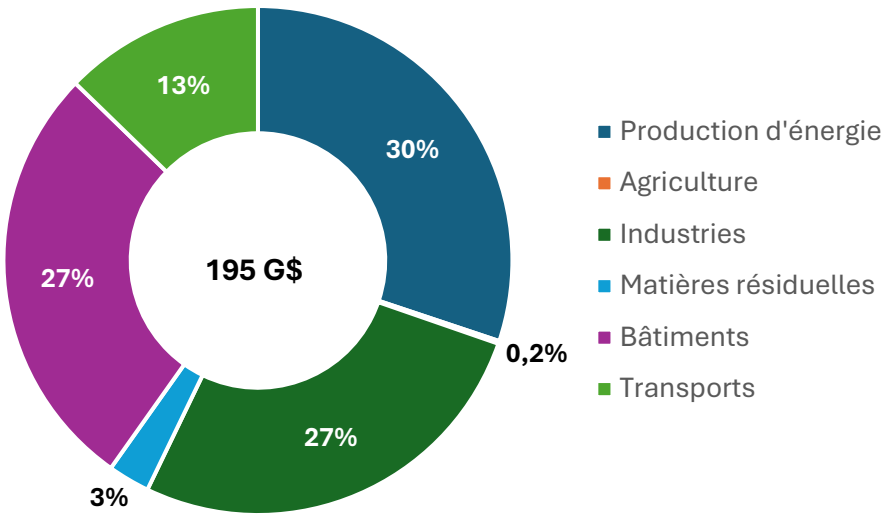
Dans le **secteur des transports**, les investissements atteignent 25 milliards de dollars en 2050, soit 13 % du surcoût total.

[28] Les coûts d'investissement sont exprimés en dollars courants et tiennent compte d'une indexation annuelle moyenne de 2 %, reflétant l'évolution anticipée du niveau général des prix sur la période d'analyse.

Mise en garde sur les coûts d'investissement

Les coûts d'investissement présentés dans cette analyse ne doivent pas être comparés directement à ceux figurant dans les plans d'approvisionnement des distributeurs, car ils ne portent pas sur les mêmes éléments et ne sont pas répartis par filière. **Dans les résultats de modélisation présentés dans ce rapport, les coûts d'investissement représentent uniquement les dépenses nécessaires pour satisfaire la demande énergétique en fonction des contraintes prévues, sans inclure les coûts de pérennisation des actifs, d'exploitation, d'entretien ou d'amélioration des infrastructures existantes.** À l'inverse, les plans d'approvisionnement intègrent l'ensemble des coûts nécessaires pour opérer, maintenir et actualiser les réseaux, en plus des investissements envisagés.

Figure 36 : Répartition du surcoût d'investissement pour décarboner l'économie d'ici 2050 – en G$ courants



Ainsi, les coûts associés à la production d'énergie pour soutenir le niveau de transition énergétique en cours, combinés au surcoût pour décarboner l'ensemble de l'économie du Québec d'ici 2050, s'élèvent à 571 milliards de dollars dans le cadre d'un scénario de demande intermédiaire (D2).

Orientations, objectifs et cibles du PGIRE

Cinq principes directeurs ont guidé l'exercice exploratoire qui a mené au *Rapport préliminaire en vue de l'établissement du PGIRE* et qui alimenteront aussi les choix finaux du PGIRE. En les conjuguant, le PGIRE deviendra l'outil stratégique de planification gouvernementale souhaité, aligné sur les objectifs du Québec et tenant compte des incertitudes et des risques inhérents à une vision à long terme.

1. **Décarboner l'économie**
   Rechercher les trajectoires énergétiques optimales permettant d'atteindre les objectifs climatiques du Québec
2. **Sécurité et résilience énergétiques**
   Faire de la diversification du bouquet énergétique et du développement de nouvelles infrastructures des priorités.
3. **Efficacité et sobriété énergétiques**
   Considérer la réduction de l'intensité énergétique des secteurs de consommation et l'adoption de modes de vie plus sobres en énergie.
4. **Acceptabilité sociale**
   Appuyer la définition des trajectoires énergétiques par une démarche de participation inclusive et transparente permettant aux citoyens, aux communautés autochtones, aux municipalités, aux acteurs économiques et aux autres parties prenantes de contribuer à la réflexion.
5. **Complémentarité des filières et innovation**
   Miser sur la complémentarité des sources d'énergie renouvelables et des technologies émergentes.

La consultation sur les cibles de réduction des émissions de GES, la vision économique du gouvernement, l'avis des distributeurs d'énergie, les consultations publique et autochtone, tout comme l'avis que produira la Régie de l'énergie, sont autant d'éléments qui alimenteront la définition des orientations et des objectifs du PGIRE. Ceux-ci seront donc précisés dans PGIRE qui sera déposé au printemps 2026. La vision économique du gouvernement, publiée au début du mois de novembre 2025, génère déjà certaines pistes de réflexion, comme les suivantes :

- Poser des gestes forts, comme réévaluer la pertinence même de lois et de règlements adoptés dans d'autres contextes, ou simplifier considérablement l'encadrement dans certains secteurs afin d'accélérer la réalisation de projets;
- Améliorer la productivité énergétique du Québec;
- Optimiser les retombées économiques locales du développement énergétique québécois et des investissements d'Hydro-Québec;
- Tendre vers la souveraineté énergétique;
- Accroître la capacité des fournisseurs québécois afin de sécuriser nos approvisionnements stratégiques.

Des orientations ou des objectifs découlant de cette annonce pourraient donc prendre place dans le PGIRE.

Les Premières Nations et les Inuit

Le gouvernement a récemment adopté des dispositions facilitant les partenariats entre Hydro-Québec et les communautés autochtones dans le développement d'infrastructures énergétiques électriques. Peu importe la trajectoire énergétique finale qui sera retenue pour le PGIRE, il va de soi que les communautés autochtones pourront choisir d'en être partie prenante.

Détail des cibles qui seront fixées dans le PGIRE

La loi précise que le PGIRE fixera des cibles à atteindre en matière d'énergie ainsi que de sobriété et d'efficacité énergétiques. De plus, il fixera notamment des orientations, des objectifs et des cibles quant aux approvisionnements énergétiques, au développement des infrastructures énergétiques et à l'innovation.

Le gouvernement s'assurera que ces cibles sont pertinentes à l'égard des orientations et des objectifs fixés, cohérentes avec les politiques gouvernementales et réalistes quant à la faisabilité de leur suivi.

Indicateurs de suivi et reddition de comptes

Indicateurs de suivi envisagés

La réussite du PGIRE repose sur un engagement du Québec à mesurer, à suivre et à communiquer l'évolution de la transition énergétique. Une évaluation et un suivi régulier des trajectoires sont donc importants. Des indicateurs de performance et de suivi seront donc mis en œuvre pour mesurer l'atteinte des objectifs et des cibles du PGIRE.

Ces indicateurs pourront toucher plusieurs dimensions (économique, sociale et environnementale) et devront être mesurables, réalistes et définis dans le temps. Ils seront au cœur d'un processus d'apprentissage collectif et de gouvernance responsable.

Reddition de comptes prévue

Les résultats obtenus grâce aux indicateurs de performance et de suivi contribueront à la reddition de comptes et seront présentés dans l'état de mise en œuvre qui sera publié trois ans et demi après l'approbation du PGIRE.

La présentation des résultats de suivi permettra de faire un bilan transparent du PGIRE en fonction des objectifs escomptés dans la planification. La reddition de comptes, sous la responsabilité du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, se fera en collaboration avec toutes les parties prenantes liées à la planification énergétique. Les résultats permettront de tirer des apprentissages en vue des prochaines mises à jour du PGIRE.

Annexes

Politiques énergétiques et climatiques modélisées

Politiques – Québec
Plan de mise en œuvre 2024-2029 pour réduire les émissions de GES, améliorer l'efficacité énergétique et renforcer l'adaptation climatique dans le cadre du Plan pour une économie verte 2023
Système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES (SPEDE) pour limiter les émissions industrielles et celles des distributeurs de carburant et encourager les réductions à moindre coût
Règlement concernant la quantité de gaz naturel renouvelable devant être livrée par un distributeur Obligation pour les distributeurs de gaz naturel d'injecter une proportion croissante de gaz naturel renouvelable dans leur réseau
Règlement sur l'intégration de contenu à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel Intégration progressive d'un pourcentage croissant de carburants à faible intensité en carbone
Norme VZE – Véhicules légers Obligation pour les fabricants de vendre un pourcentage croissant de véhicules zéro émission (VZE) par l'intermédiaire d'un marché de crédits
Entente biénergie entre Hydro-Québec et Énergir Partenariat visant à réduire les émissions de GES en remplaçant les systèmes de chauffage au gaz naturel par des systèmes biénergie, qui utilisent principalement l'électricité et le gaz naturel uniquement par temps froid

Politiques – Canada
Règlement sur les combustibles propres
Crédit d'impôt à l'investissement (CII) pour les technologies propres
Crédit d'impôt à l'investissement (CII) pour l'hydrogène propre
Crédit d'impôt à l'investissement (CII) pour l'électricité propre
Règlement sur les substances appauvrissant la couche d'ozone et les halocarbures de remplacement (Amendement de Kigali)
Normes d'émissions de GES pour les véhicules jusqu'en 2027
Règlement sur l'électricité propre
Élimination de la production d'électricité à partir du charbon

Glossaire et lexique

Sigle	Définition
BECSC	Bioénergie avec captage et stockage du carbone
CDA	Captage direct du CO_2 dans l'air
CO_2	Dioxyde de carbone
CUSC	Captage, utilisation et stockage du carbone
GES	Gaz à effet de serre
GNR	Gaz naturel renouvelable
GSR	Gaz de source renouvelable
NAGEM-QC	Modèle macroéconomique d'équilibre général pour le Québec
NATEM-QC	Modèle d'optimisation des systèmes énergétiques pour le Québec
PEV	Plan pour une économie verte
PGIRE	Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques
PHP	Portrait historique projeté
PIB	Produit intérieur brut
PMO	Plan de mise en œuvre 2024-2029
PRM	Petit réacteur modulaire
RCI	Résidentiel, commercial et institutionnel
RLRQ	Recueil des lois et des règlements du Québec
STEP	Station de transfert d'énergie par pompage
TQM	Trans Québec et Maritimes

Terme	Définition
Besoin énergétique	Disponibilité d'énergie requise pour répondre aux besoins énergétiques locaux et aux engagements énergétiques externes. Cette disponibilité peut provenir d'une production locale ou d'importations externes.
Biocharbon	Biomasse carbonisée dans un environnement limité en oxygène. Il est composé de 45 % à 85 % de carbone. La particularité du carbone contenu dans le biocharbon est que la quasi-totalité ne se transforme qu'après des centaines, voire des milliers d'années.
Bouquet énergétique	Combinaison de sources d'énergie qu'un pays ou une région utilise pour répondre à ses besoins énergétiques.
Consommation finale	Énergie consommée par les utilisateurs finaux tels que les ménages, l'industrie et l'agriculture. C'est l'énergie qui est livrée au consommateur final pour tous les usages énergétiques, à l'exclusion de l'énergie consommée par le secteur énergétique lui-même, y compris aux fins de livraison et de transformation.
Flexibilité	Capacité à ajuster la production, la distribution et la consommation d'électricité pour répondre aux fluctuations de la demande et de l'offre sur le réseau électrique. • La consommation augmente fortement pendant les périodes de pointe, qui ont lieu notamment l'hiver, de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h. • Plus les consommateurs ont des habitudes de consommation identiques, plus les besoins en flexibilité augmentent parce que la demande est moins étalée dans le temps. • La production de certaines énergies renouvelables varie en fonction des conditions météorologiques (solaire, éolien). Plus le réseau électrique comporte des énergies intermittentes, plus les besoins en flexibilité augmentent.
Gaz à effet de serre	Gaz qui emprisonnent les rayons infrarouges émis par la Terre dans l'atmosphère terrestre et qui contribuent à l'effet de serre. Ces gaz sont naturellement présents dans l'atmosphère, mais les activités humaines, en particulier la combustion de combustibles fossiles et la déforestation, augmentent considérablement leur concentration (gaz à effet de serre anthropiques).

Terme	Définition
Pointe	Période où le réseau électrique fait face à une demande maximale de puissance pour répondre à la très grande demande en électricité. Les pointes surviennent l'hiver, lors des grands froids, aux moments clés de la journée où une majorité de la population québécoise a des besoins accrus en électricité le matin et le soir, avec le chauffage, les repas, la lessive, etc. Parce que la population consomme énormément en même temps, toutes les ressources sont sollicitées, et donc on utilise le réseau au maximum de sa capacité.
Réseau de chaleur	Système de production et de distribution d'énergie thermique permettant de desservir plusieurs utilisateurs. Le principe fondamental d'un réseau de chaleur repose sur une ou plusieurs centrales de production d'énergie ou de récupération de chaleur qui alimentent, via un réseau de canalisations isolées, des bâtiments raccordés pour leurs besoins thermiques de procédés, de chauffage ou de climatisation.

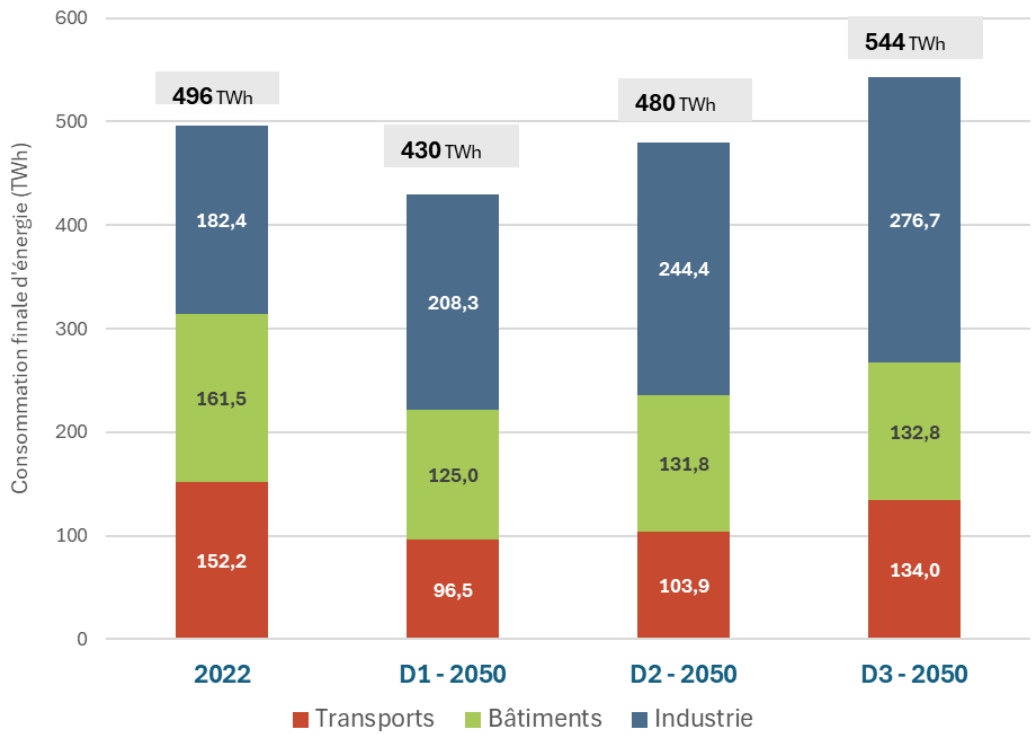
Analyse comparative des scénarios

L'analyse comparative des scénarios se concentre sur les répercussions des scénarios de demande en services énergétiques, soit de la demande la plus faible à la plus élevée (D1 à D3). Différents critères ont été développés afin d'évaluer les scénarios et de présenter les résultats les plus pertinents. De même, cette évaluation permet de mettre de l'avant les limites de certains scénarios.

Consommation finale d'énergie et bouquet énergétique

La consommation finale d'énergie au Québec varie de 430 TWh dans le scénario de demande faible à 544 TWh dans le scénario de demande forte, tandis que le scénario intermédiaire atteint 480 TWh. Les scénarios à forte demande affichent une consommation globale supérieure d'en moyenne 13 % par rapport aux scénarios de demande intermédiaire, tandis que les scénarios à faible demande présentent une réduction d'environ 10 %. Cette variation met en évidence un constat essentiel : les dynamismes économiques ainsi que l'évolution des habitudes de consommation influencent de manière déterminante la demande énergétique future. Cette réalité souligne l'importance d'orienter ces trajectoires de façon cohérente avec les objectifs de planification et de soutenabilité du système énergétique.

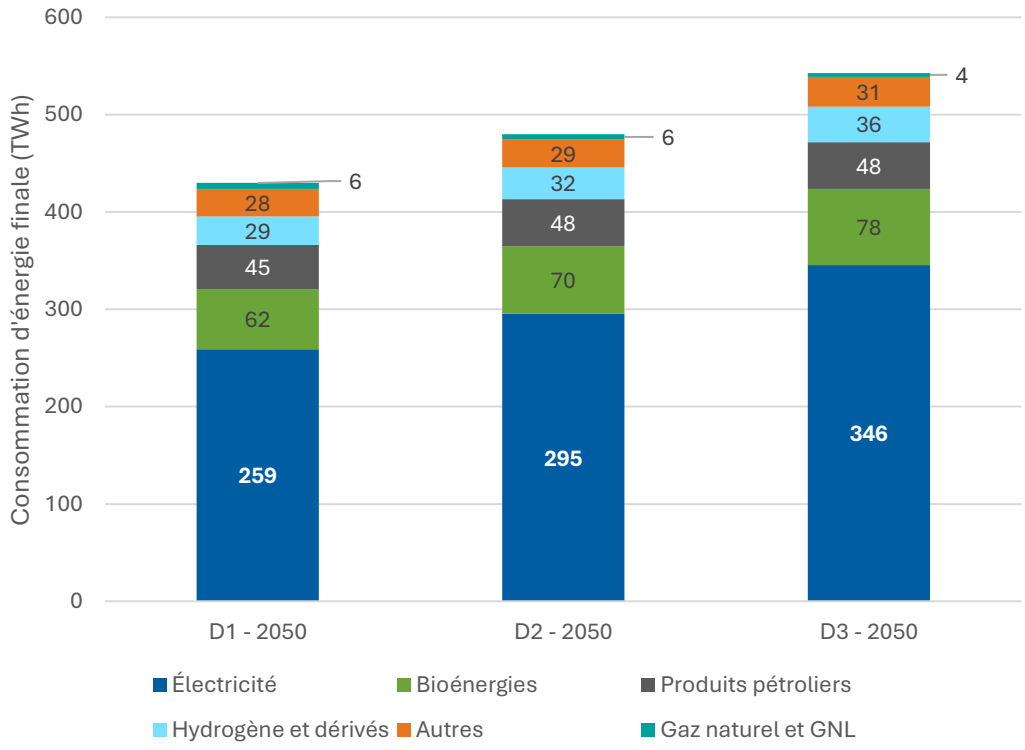
Figure 37 : Répartition sectorielle de la demande d'énergie finale par scénario en 2050 (TWh)



Le remplacement des combustibles fossiles repose principalement sur deux sources : l'électricité et les bioénergies. Dans les trois scénarios, l'électricité représente plus de 60 % de la demande totale, confirmant son rôle central dans l'évolution du système énergétique du Québec. À l'horizon 2050, afin de répondre à la fois aux besoins internes et aux engagements d'exportation, la croissance des besoins énergétiques d'électricité varie ainsi entre 54 et 146 TWh selon les scénarios. Ce chiffre pourrait être plus important si les potentiels d'efficacité énergétique projetés par le modèle ne se concrétisent que partiellement en raison de différentes barrières, comme le démontre la tendance historique.

Cette importante variation à laquelle le système électrique est exposé souligne la nécessité de suivre de manière assidue la trajectoire de la demande énergétique de manière intégrée. Elle met également en évidence l'importance de calibrer adéquatement la production afin d'éviter tout risque de surdimensionnement des infrastructures.

Figure 38 : Répartition par source d'énergie de la demande d'énergie finale (TWh), selon le scénario, en 2050



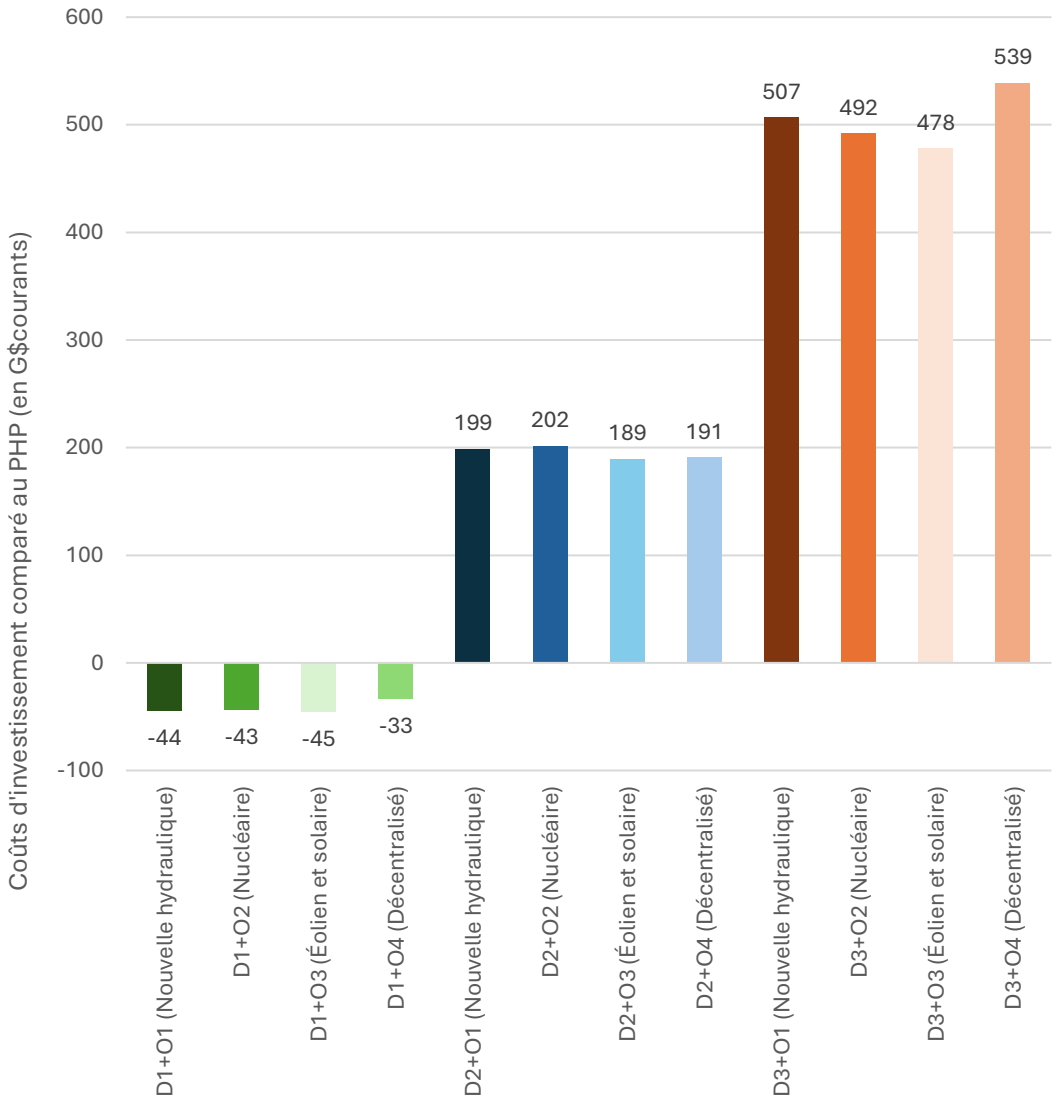
Critères économiques

Dans un objectif de minimisation des coûts et de maximisation des revenus, des critères économiques pourront être retenus pour l'analyse des scénarios.

L'analyse sur les **coûts d'investissement cumulatifs** permet de comparer les surcoûts associés à la transition énergétique entre scénarios, mettant en lumière les trajectoires qui minimisent les

dépenses. Comme indiqué précédemment, ces surcoûts sont calculés comme la somme cumulative des investissements nécessaires sur l'ensemble de la période de modélisation moins ceux du PHP. Ce critère est pertinent dans l'analyse économique, car il influence fortement la compétitivité et la soutenabilité financière du système énergétique à long terme.

Figure 39 : Écarts des coûts d'investissement cumulatifs comparativement au PHP en 2050 en G$ courants



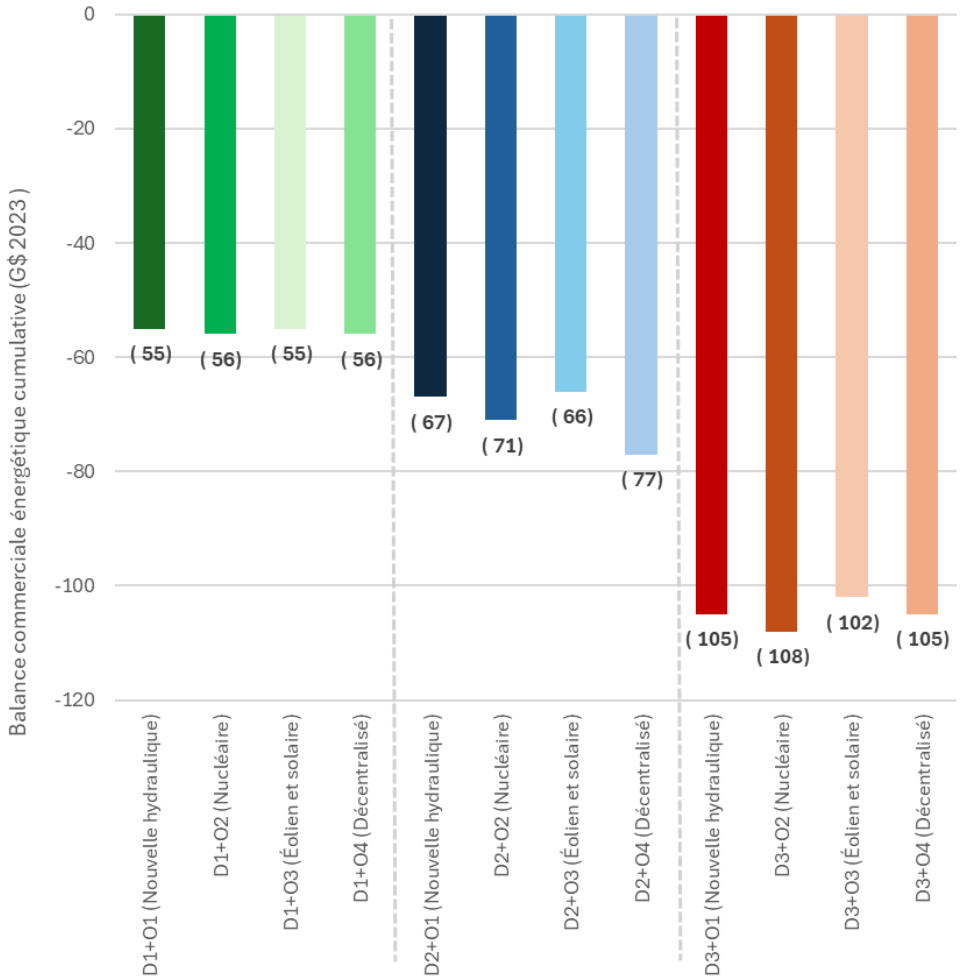
Parmi les trois scénarios de demande, le scénario D1, par ses besoins énergétiques moins élevés, est le seul qui présente une réduction des investissements par rapport au scénario du PHP.

La demande influence directement les investissements dans les infrastructures de production d'énergie et, plus particulièrement, l'orientation vers des systèmes décentralisés, lesquels peuvent se montrer pertinents à partir d'un certain seuil de demande. En effet, on constate que dans le

scénario « Sources d'énergie décentralisées », les coûts d'investissement sont plus faibles dans un scénario de demande faible (D1) et intermédiaire (D2), et plus coûteux dans un scénario de demande forte (D3). Mais globalement, le scénario « Éolien et solaire » (O3) présente les coûts les plus favorables, peu importe le scénario de demande utilisé (D1, D2 ou D3), bénéficiant des économies d'échelle associées au déploiement à grande échelle de ces filières.

La balance commerciale énergétique est calculée comme la différence cumulative entre les importations et les exportations de produits énergétiques (électricité, gaz naturel, etc.) sur l'ensemble de la période de modélisation. Ce critère permet d'évaluer dans quelle mesure le scénario contribue à améliorer l'autonomie énergétique de la province, tout en générant des bénéfices économiques liés à l'exportation d'énergie ou à la réduction des importations de combustibles fossiles. Une balance commerciale négative signifie que la valeur économique des importations est plus importante que celle des exportations.

Figure 40 : Écart de la balance commerciale énergétique cumulative en 2050 par rapport au PHP en G$ de 2023



Ce sont les scénarios de demande faible (D1) qui obtiennent la meilleure balance commerciale énergétique, grâce à une diminution des importations accompagnée d'une augmentation des

exportations par rapport aux scénarios de demande intermédiaire. On observe des différences plus marquées entre les scénarios de demande intermédiaire.

Le scénario » Éolien et solaire » (O3) est celui ayant la balance commerciale énergétique la plus haute. À l'inverse, c'est le scénario « Sources d'énergie décentralisées » (O4) qui obtient la balance commerciale énergétique la plus faible, en partie à cause des importations d'hydrogène dès 2045, mais aussi à cause des importations de GNR. Enfin, les scénarios de demande forte sont pénalisés par rapport au reste des scénarios à cause de leurs fortes importations et, dans une moindre mesure, de la baisse des exportations, qui sont redirigées vers les marchés locaux afin de répondre aux besoins domestiques. Le scénario « Nucléaire » est celui ayant la balance commerciale la moins favorable, en raison d'une forte dépendance aux importations d'uranium.

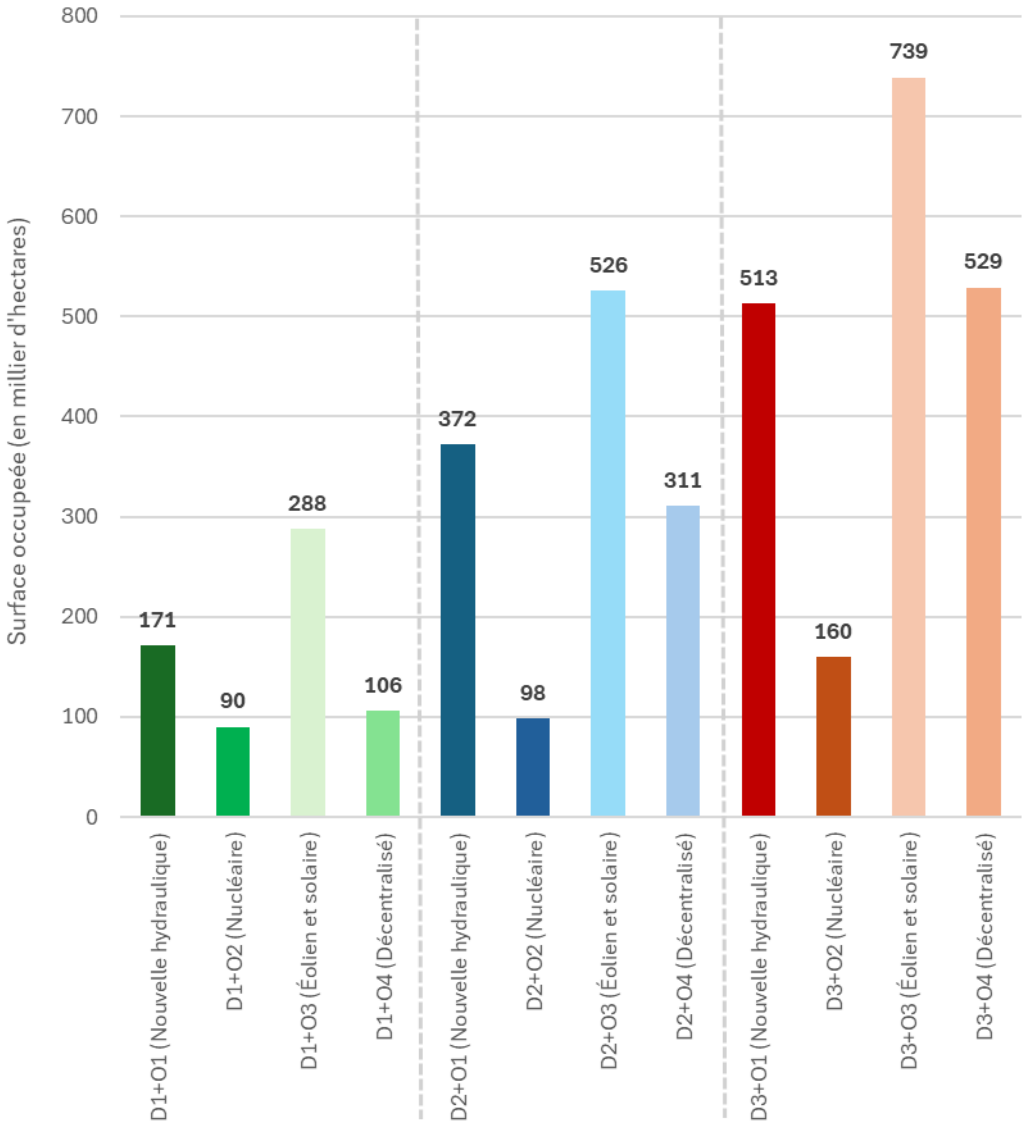
Il importe de mettre en perspective ces résultats par rapport à la situation de 2022, puisque tous les scénarios mènent à une amélioration nette de la balance commerciale énergétique du Québec, à l'exception des scénarios de demande forte.

Critères socioéconomiques

Les critères socioéconomiques permettent d'évaluer les répercussions des scénarios sur la société et l'environnement, en complément des aspects purement économiques.

Le premier critère socioéconomique est l'**occupation des sols** par les installations électriques éoliennes et solaires afin d'évaluer l'ordre de grandeur de l'empreinte territoriale des scénarios énergétiques. La surface des parcs éoliens et solaires est estimée à partir des capacités installées en 2050, multipliées par un facteur d'emprise moyenne propre à chaque technologie. Ce calcul permet de quantifier l'incidence spatiale des infrastructures énergétiques sur le territoire.

Figure 41 : Résultat du critère analysant l'occupation des sols des parcs éoliens et solaires en 2050 (millier d'hectares)



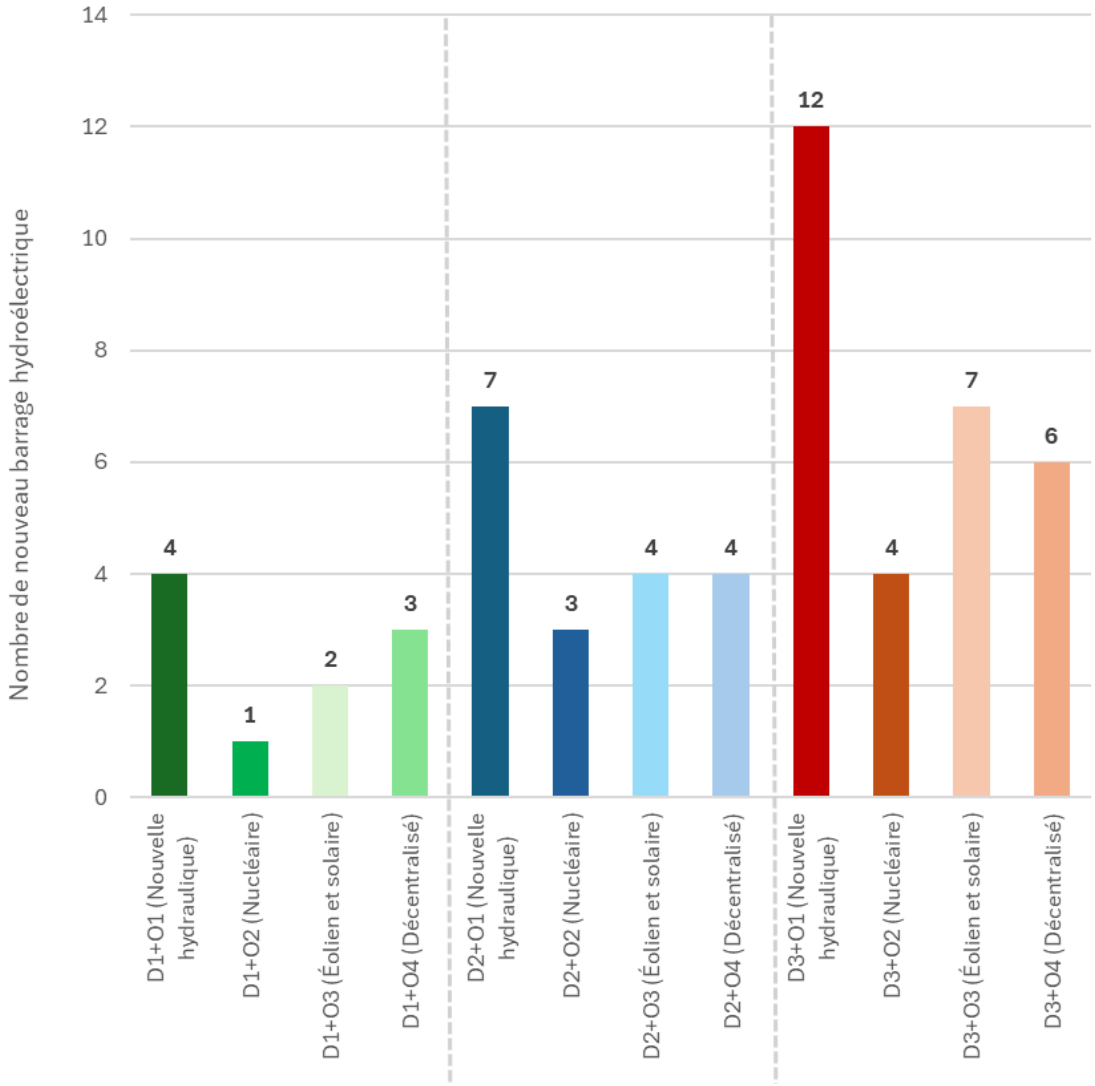
Entre les scénarios D1 et D2, l'occupation des sols est environ multipliée par deux pour les scénarios « Nouvelle hydraulique » (O1) et « Éolien et solaire » (O3), alors qu'il n'augmente que de 9 % pour le scénario « Nucléaire » (O2). Le scénario « Sources d'énergie décentralisées » (O4) est celui voyant son occupation des sols la plus fortement affectée par l'augmentation de la demande puisqu'elle est presque multipliée par trois.

Enfin, ce sont les scénarios de demande forte qui requièrent la plus grande surface attribuée à la production d'électricité éolienne et solaire. Le scénario « Nucléaire » reste celui avec la plus faible occupation des sols même s'il voit sa valeur augmenter de 62 % par rapport au scénario de

demande intermédiaire, montrant l'importance du développement des énergies renouvelables variables dans le contexte de demande forte.

Le second critère est **l'usage des ressources**, qui compare les besoins en développement de grands projets hydrauliques, qui sont ressortis dans tous les scénarios. Ce critère est estimé au travers du nombre de nouvelle construction de barrages hydroélectriques dans la province d'ici 2050. Ce nombre est calculé en divisant la capacité hydroélectrique supplémentaire prévue en 2050 par la capacité moyenne des centrales existantes au Québec, soit environ 1,1 GW par installation[29]. Ce critère permet d'anticiper les besoins en développement de grands projets hydrauliques.

Figure 42 : Résultat du critère analysant l'usage des ressources en 2050



[29] À titre de référence, la capacité installée du complexe de la Romaine, qui inclut quatre centrales, est de 1,5 GW.

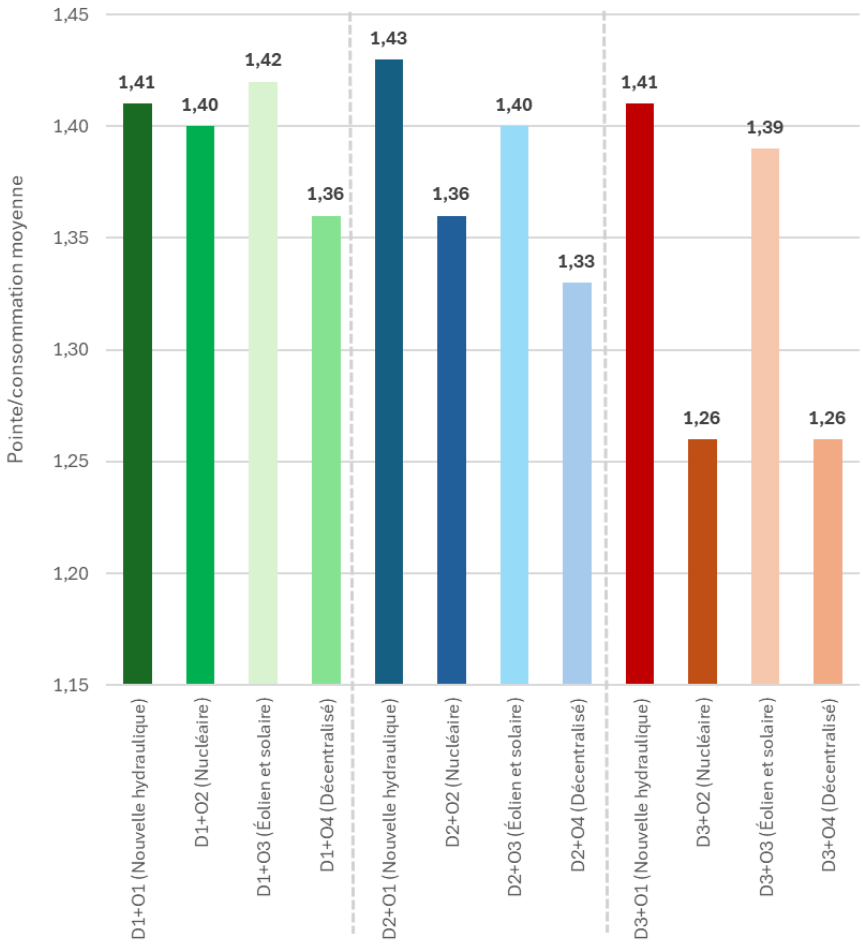
Les scénarios d'offre combinés au scénario de demande forte (D3) sont ceux qui exercent la plus grande pression sur les ressources hydroélectriques. Le scénario « Nouvelle hydraulique » se distingue nettement avec 12 barrages à construire, soit 3 fois plus que son équivalent de demande faible. Ce scénario repose fortement sur l'hydroélectricité pour répondre à une demande élevée, ce qui implique des investissements majeurs et une emprise territoriale significative. Les scénarios « Éolien et solaire » (O3) et « Sources d'énergie décentralisées » nécessitent respectivement sept et six nouveaux barrages, traduisant une stratégie de diversification de la production tout en conservant une part importante d'hydroélectricité. Ce résultat vient aussi confirmer la possible utilité de combiner le déploiement de capacités de production décentralisées et de grands parcs afin de limiter la construction de nouveaux systèmes hydrauliques. Dans tous les scénarios, le développement du nucléaire permet de réduire la pression sur les ressources hydriques.

Critères relatifs à l'importance de la pointe par rapport à la consommation moyenne et à l'expansion du réseau électrique

La résilience et la sécurité énergétique sont des dimensions essentielles pour garantir la robustesse des scénarios face aux incertitudes futures. Deux facteurs clés de succès d'une planification énergétique rigoureuse sont évalués, soit le rapport entre la pointe et la valeur moyenne de la consommation, ainsi que l'expansion du réseau.

Le **rapport de la pointe à la valeur moyenne de la consommation** permet d'évaluer l'écart entre la demande typique et la demande maximale, fournissant une indication sur le dimensionnement du réseau et une estimation des potentiels besoins en flexibilité énergétique. En règle générale, les scénarios de demande faible présentent des pointes de consommation plus contenues, traduisant une culture de sobriété bien installée. Dans les scénarios de demande intermédiaire, la pointe de consommation atteint entre 49 GW et 54 GW selon les scénarios comparés plus haut. Pour les scénarios de demande forte, la pointe atteint des niveaux plus élevés, allant jusqu'à 61 GW. Quant à la consommation moyenne entre les scénarios de demande, celle-ci suit les mêmes tendances que l'analyse sur la consommation finale.

Figure 43 : Résultat du critère analysant la pointe divisée par la consommation moyenne d'électricité en 2050



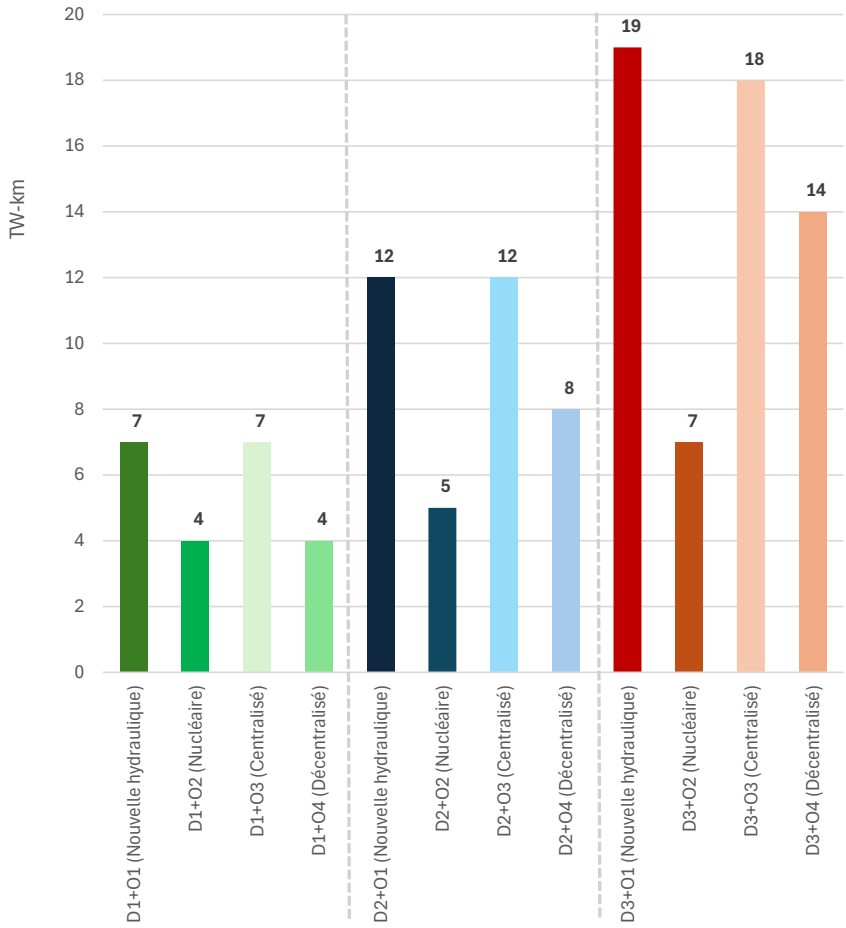
Les rapports pointe/moyenne sont plus bas dans le scénario de demande forte puisque la part de la consommation d'électricité du secteur industriel, moins sujette aux variations saisonnières, y est plus élevée.

Les scénarios « Nouvelle hydraulique » (O1) et « Éolien et solaire » (O3) présentent les consommations moyennes les plus élevées pour une même demande. Cependant, cela ne suffit pas à compenser la forte valeur de leur pointe, ce qui pourrait indiquer un besoin accru de flexibilité du système énergétique. A contrario, les scénarios « Nucléaire » (O2) et « Sources d'énergie décentralisées » (O4) présentent un écart plus faible à la moyenne que les deux autres scénarios d'offre, à demande équivalente. Cela s'explique à la fois par une pointe moins élevée et par une consommation moyenne plus importante dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées », notamment en cas de demande forte.

Comme mentionné précédemment, il est important de noter que, dans tous les scénarios, la valeur de la pointe par rapport à la moyenne est en décroissance en comparaison aux valeurs historiques, qui se situaient aux alentours de 1,6.

L'**expansion du réseau électrique** est mesurée par la longueur totale du réseau en 2050, calculée à partir des lignes électriques construites durant la période complète de modélisation, en tenant compte de leur capacité. Ce critère reflète les efforts d'adaptation du réseau aux nouvelles infrastructures de production (éolien, solaire, hydroélectricité, nucléaire) et aux points de consommation émergents, notamment dans les zones urbaines ou industrielles. Une expansion importante du réseau peut être synonyme de complexité technique, de coûts élevés et de défis d'acceptabilité sociale, mais elle est aussi nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

Figure 44 : Résultat du critère analysant l'expansion du réseau électrique en 2050



En règle générale, les scénarios de demande forte nécessitent une expansion plus importante du réseau, en raison de la croissance des besoins énergétiques et de la dispersion des infrastructures de production. À l'inverse, les scénarios de sobriété permettent de limiter cette expansion, notamment grâce à une demande électrique plus basse. Les scénarios « Nucléaire » obtiennent les meilleurs résultats, avec une expansion minimale du réseau. Cela s'explique par la possibilité d'implanter les réacteurs (tels que des PRM) à proximité des centres de consommation, réduisant ainsi les besoins en nouvelles lignes de transport. Les scénarios « Sources d'énergie décentralisées » présentent également une plus faible expansion, grâce à la proximité des installations de production avec les utilisateurs finaux, bien que la dispersion des infrastructures

nécessite tout de même une adaptation du réseau local et un minimum de production centralisée. À l'inverse, les scénarios « Nouvelle hydraulique » et « Éolien et solaire » affichent une expansion plus importante, en raison de la localisation éloignée des barrages et, potentiellement, des parcs éoliens et solaires centralisés, qui nécessitent des lignes de transport longues et puissantes pour acheminer l'électricité vers les centres urbains.

Critères technologiques

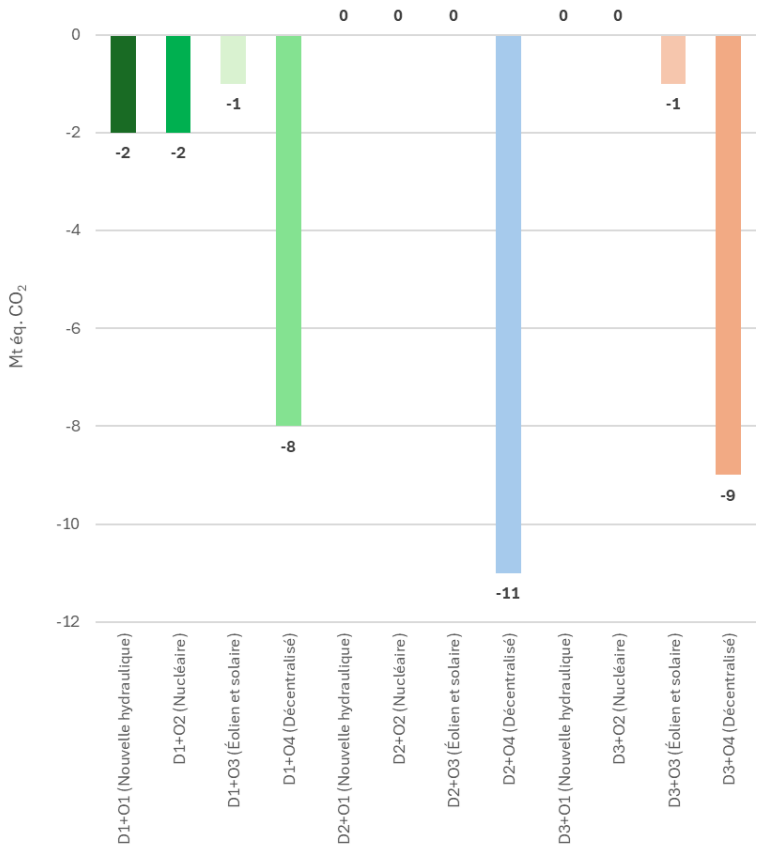
Le critère de **maturité technologique** permet d'évaluer la faisabilité réelle des scénarios en tenant compte du niveau de développement et de disponibilité des technologies clés mobilisées. Certaines options technologiques, bien que prometteuses pour atteindre les objectifs de carboneutralité, présentent encore des incertitudes importantes quant à leur déploiement à grande échelle, à leur coût, ou à leur acceptabilité sociale. Ce critère vise à intégrer ces dimensions qualitatives dans l'analyse multicritère. Parmi les technologies en développement, on retrouve les systèmes de captage de GES, notamment le CDA et le biocharbon, dont les performances, les coûts ou l'utilisation future restent encore peu étudiés. La capacité installée de PRM en 2050 présente également des incertitudes, ces technologies étant encore en phase de démonstration et soumises à des incertitudes réglementaires et industrielles. La production d'hydrogène par gazéification de la biomasse et celle d'essence renouvelable par valorisation d'huile de pyrolyse entrent également comme des technologies en développement, car elles reposent sur des procédés avancés dont la maturité technologique et la viabilité économique ne sont pas encore pleinement établies à l'échelle commerciale.

Toutes ces options technologiques ont des répercussions sur les scénarios où elles sont fortement utilisées. Ci-dessous, le recours aux systèmes de CDA est comparé par scénario. Les émissions de GES capturées par les systèmes de CDA sont plus importantes dans les scénarios de demande faible. En effet, une demande plus faible en énergie amène moins de déploiement de technologies de captage du carbone, surtout dans les procédés industriels. Afin d'atteindre un système énergétique décarboné, il est nécessaire d'investir dans les technologies de CDA à partir de 2045. Le scénario « Sources d'énergie décentralisées » est particulièrement dépendant du CDA pour réduire ses émissions en 2050 à cause d'un plus faible développement du captage de carbone au travers de la production d'énergie comme l'hydrogène, plus coûteux dans ce scénario. De plus, et en conséquence, le biocharbon est moins utilisé pour favoriser davantage le GNR.

Les scénarios de demande intermédiaire (D2) ne nécessitent pas de déploiement du CDA pour décarboner l'économie, à l'exception du scénario « Sources d'énergie décentralisées » (O4). Ce dernier a besoin de la capture par des systèmes de CDA dès 2045 afin de contrebalancer les émissions liées à une demande plus importante.

Dans les scénarios de demande forte (D3), les mêmes tendances sont observées que pour ceux de demande intermédiaire, avec la différence que le scénario « Éolien et solaire » (O3) déploie une très faible capacité de CDA en 2050 sous l'effet des demandes plus élevées. L'usage des systèmes de CDA est aussi plus important dans le scénario « Sources d'énergie décentralisées » (O4), comparativement à la demande intermédiaire, pour contrebalancer l'effet d'une demande plus élevée.

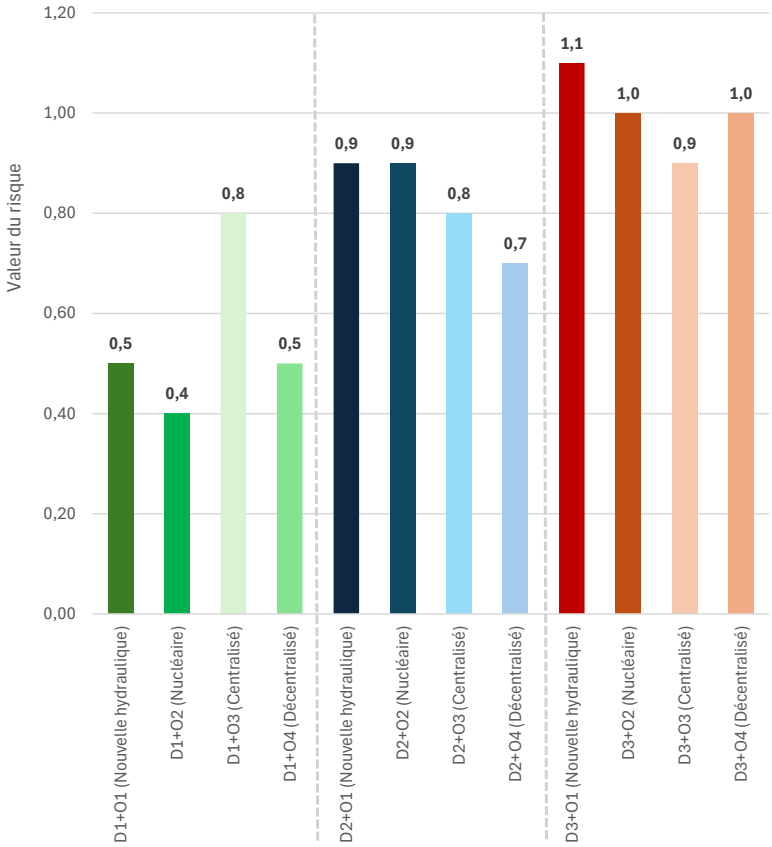
Figure 45 : Résultat du critère analysant les GES cumulatifs capturés par du CDA en 2050



Tous les scénarios énergétiques s'appuient d'abord sur le maintien des réseaux énergétiques existants. Il est toutefois prévisible qu'une extension de ces derniers soit requise. Le **risque lié à la construction des infrastructures électriques** détermine la vitesse à laquelle de nouvelles capacités peuvent entrer en service et, ainsi, la faisabilité des trajectoires énergétiques. Il est évalué en comparant le temps de développement et de construction de chaque générateur (12 ans pour les barrages, 8 ans pour les PRM, 3 à 4 ans pour l'éolien et le solaire, 3 ans pour les batteries) au temps disponible avant l'année cible. Cette approche permet d'estimer le risque de non-disponibilité des nouvelles capacités électriques à court terme, notamment entre 2030 et 2035.

Mentionnons que le temps de développement estimé par la modélisation ne tient pas compte du délai d'obtention des permis, de la disponibilité de la main-d'œuvre, des chaînes d'approvisionnement et d'éventuels enjeux d'acceptabilité sociale, ni du dialogue avec les communautés autochtones. Cette estimation est donc à considérer en tenant compte des autres aspects dans la prise de décision.

Figure 46 : Résultat du critère analysant le risque lié à la construction des infrastructures électriques en 2050



Le risque lié aux délais de construction des infrastructures électriques varie selon le niveau de demande énergétique dans chaque scénario. Les scénarios d'offre assortis à la demande faible (D1) présentent un risque plus limité, car les besoins en nouvelles capacités sont plus modérés. Le rythme de construction plus étalé dans le temps réduit la pression sur la main-d'œuvre, les chaînes d'approvisionnement et les processus d'autorisation. Dans cette catégorie, le scénario de demande faible associé au scénario « Éolien et solaire » (O3) montre toutefois un risque légèrement plus élevé, en raison du déploiement simultané de grandes capacités solaires et éoliennes centralisées, qui exigent une planification plus complexe.

Les scénarios d'offre assortis à la demande intermédiaire (D2) présentent un niveau de risque plus important, qui s'accentue dans les scénarios de demande forte (D3). Dans ces cas, les besoins élevés en électricité entraînent la construction accélérée de nombreuses centrales, augmentant le risque de retards liés aux permis, à l'approvisionnement des chantiers et à la disponibilité des entrepreneurs. Enfin, le scénario de demande forte (D3) combiné au scénario « Nouvelle hydraulique » (O1) est celui qui présente le risque le plus élevé. Les projets hydroélectriques, longs et complexes à réaliser, sont particulièrement sensibles aux retards liés aux contraintes environnementales, au manque de matériaux et à la rareté de la main-d'œuvre spécialisée.

Comparaison des données de modélisation du PGIRE et des données d'Hydro-Québec

Nouveaux approvisionnements estimés

D'après les scénarios de demande évalués dans le cadre du PGIRE, les nouveaux approvisionnements en électricité pour la décarbonation et la croissance économique du Québec, combinés aux nouveaux efforts d'efficacité énergétique, varient entre 111 TWh et 221 TWh. Ces volumes s'ajoutent aux approvisionnements actuels en électricité. Cette fourchette concorde avec les estimations véhiculées par Hydro-Québec qui oscillent entre 150 TWh et 200 TWh.

Nouveaux approvisionnements estimés par rapport à 2022	**2050 (TWh)**		
	D1	**D2**	**D3**
Nouvelle production au Québec	35	75	131
Variations des échanges commerciaux	33	33	33
Efficacité énergétique électrique[30]	43	53	57
TOTAL	**111**	**161**	**221**
Hydro-Québec	**150-200[31]**		

[30] Dans son plan d'action 2035, Hydro-Québec annonce son intention de dégager 21 TWh d'énergie, soit en moyenne 1,6 TWh par année en économies récurrentes. Le rapport *Efficacité énergétique : incontournable pour décarboner le Québec*, publié en octobre 2024 par l'Institut du Québec, rapporte que cet objectif « dépasse largement les cibles précédentes (0,5 à 1 TWh par année), mais aussi les résultats obtenus en efficacité énergétique entre 2018 et 2023 (0,7 TWh par année). » Projeté de 2022 à 2050, un gain d'efficacité énergétique annuelle de 1,6 TWh totaliserait une économie totale de 45 TWh. Le lecteur avisé comprendra que les gains d'efficacité énergétique identifiés sur l'unique base de leur potentiel technico-économique présentent donc un haut degré d'incertitude.

[31] Le 150-200 TWh inclut l'efficacité énergétique, qui est considérée par HQ comme une source d'approvisionnement.

Coûts d'investissements estimés

Les coûts d'investissement pour la production d'électricité et de chaleur des scénarios évalués dans le PGIRE atteignent entre 307,4 et 536,2 milliards de dollars courants. Ces coûts se comparent aux coûts totaux avancés par HQ, soit le 175 G$ du Plan d'action 2035 et le 300G$ avancé par le vice-président exécutif de la stratégie énergétique et réglementaire et des activités industrielles lors de la consultation portant sur la révision de la cible de réduction des émissions de GES pour 2030 à l'Assemblée nationale, le 25 novembre 2025.

Coûts d'investissement cumulatifs des scénarios du PGIRE *(G$ courants)*	**2050**			
	D1	**D2**	**D3**	**Hydro-Québec**
Coûts associés à la production d'électricité et de chaleur (CAPEX)[32] pour répondre à la transition énergétique en cours (PHP)	350	350	350	N.D.
Surcoût associé à la production d'électricité et chaleur additionnelle pour décarboner l'économie d'ici 2050	-42,6	43,3	186,2	N.D.
Total des coûts d'investissement associés à la production d'électricité	**307,4**	**393,3**	**536,2**	**475**[33]

[32] **Mise en garde sur les coûts d'investissement**

Les coûts d'investissement présentés dans le Rapport préliminaire produit par le MEIE ne doivent pas être comparés directement à ceux figurant dans les plans d'approvisionnement des distributeurs, car ils ne portent pas sur les mêmes éléments et ne sont pas répartis par filière. Dans les résultats de modélisation présentés dans ce rapport, les coûts d'investissement représentent uniquement les dépenses nécessaires pour satisfaire la demande énergétique en fonction des contraintes prévues, sans inclure les coûts d'exploitation, d'entretien ou d'amélioration des infrastructures existantes. À l'inverse, les plans d'approvisionnement intègrent l'ensemble des coûts nécessaires pour opérer, maintenir et actualiser les réseaux, en plus des investissements envisagés.

[33] Hydro-Québec inclut généralement les coûts d'investissement associés à des projets de pérennisation des actifs ainsi qu'au projet de production hydroélectrique à Terre-Neuve-et-Labrador aux données qu'elle présente. Pour fins de comparaison avec les travaux de modélisation du PGIRE, ces derniers coûts ont été retirés.

Économie,
Innovation et Énergie
Québec