

**Pour un PGIRE crédible :
clarifier les objectifs et renforcer l'analyse**

*Avis sur le Rapport préliminaire en vue de
l'établissement du PGIRE pour la Régie de l'énergie*

Pierre-Olivier Pineau
Professeur titulaire
Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal

20 février 2026

Remerciements

Je remercie Johanne Whitmore pour la relecture de ce document.

Sommaire de gestion

Le rapport préliminaire en vue de l'établissement du plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE) n'est pas le document sur lequel la Régie de l'énergie devrait se pencher selon la loi, puisqu'il n'est pas un plan. C'est cependant un document qui aborde trois intéressants scénarios de demande et quatre scénarios d'offre, permettant de mieux définir les trajectoires qui permettraient d'atteindre la carboneutralité visée pour 2050. Ce rapport préliminaire ne détaille pas assez les orientations, objectifs et cibles spécifiques des différentes composantes du secteur de l'énergie pour répondre aux exigences de la loi.

Par ailleurs, même si les efforts de scénarisation de la demande et de l'offre permettent de rendre plus concrets certaines options et choix que la société québécoise devra faire, le rapport préliminaire, et la démarche globale du PGIRE, présentent plusieurs lacunes importantes.

- La posture économique adoptée privilégie un développement industriel, aux dépens d'autres orientations gouvernementales (aménagement du territoire et mobilité durable).
- L'analyse repose sur la prémisse économique erronée qu'une plus grande disponibilité de l'énergie verte est nécessaire pour le développement économique. Cela conduit à une surévaluation des besoins énergétiques à satisfaire.
- Le principal indicateur économique mis de l'avant, soit le coût d'investissement, n'est pas celui qui devrait être choisi. Le coût total est à plus pertinent, accompagné d'indicateurs de satisfaction des besoins (disponibilité) et de fiabilité (diversification et résilience).

Ces deux dimensions, disponibilité et diversification et résilience, sont d'ailleurs le sujet d'une attention particulière dans ce rapport.

Disponibilité. Le principal axe des scénarios de demande choisi dans le rapport préliminaire est celui du développement industriel, sous contrainte de décarbonation. Les scénarios d'offre représentent moins des choix à arbitrer que des orientations basées sur des considérations externes : acceptabilité sociale du développement hydroélectrique, nucléaire ou des technologies décentralisées. La disponibilité de l'énergie, dans le cadre du rapport préliminaire, n'est donc pas un enjeu. Mais les besoins identifiés et la manière d'y répondre sont mal justifiés.

Diversification et résilience. La fiabilité des approvisionnements dans le rapport préliminaire semble sous-estimer les pointes électriques, négliger des sources de flexibilité et ignorer les impacts des changements climatiques sur les infrastructures électriques.

Des recommandations sont faites pour remédier à ces enjeux. **(1)** Mieux définir les objectifs énergétiques. **(2)** Faire reposer l'analyse sur des principes plus explicites. **(3)** Étudier les pointes de consommations avec plus de rigueur et de détails. **(4)** Considérer davantage d'options de flexibilité. **(5)** Inclure les impacts des changements climatiques sur les infrastructures électriques.

D'importants points de rupture dans la démarche du PGIRE sont identifiés, qui pourraient être évités si les conditions de réussites sont réunies. Celles-ci sont avant tout que le PGIRE soit porté avec vigueur par le gouvernement et le secteur de l'énergie, et qu'il soit plus ouvert à la population et adopté par celle-ci.

Table des matières

Remerciements.....	2
Sommaire de gestion.....	3
Introduction	5
Contexte du présent document	5
Objectifs poursuivis	6
Constats clés.....	6
1. Absence d’orientations, d’objectifs et de cibles spécifiques	6
2. Posture économique négligeant d’autres politiques gouvernementales	7
3. Prémisse économique erronée.....	7
4. Démesure de la croissance de la consommation d’électricité.....	9
5. Utilisation problématique du coût d’investissement.....	10
Analyse des dimensions – Disponibilité et Diversification & Résilience	11
Disponibilité – assurer un approvisionnement continu et stable en énergie	11
Démarche	11
Contexte : besoins énergétiques et croissance économique.....	11
Constats spécifiques sur les enjeux de disponibilité énergétique	14
Recommandations.....	17
Diversification et résilience – assurer la sécurité et la résilience énergétiques du Québec.....	18
Démarche	18
Contexte : Un bouquet qui reste diversifié malgré l’électrification	18
Constats.....	20
Recommandations.....	23
Points de rupture.....	24
Recommandations.....	25
Conclusion et conditions minimales de réussite	26
Références	27
Annexes.....	30
Annexe 1. Le secteur de l’électricité en Norvège comparé au Québec	30
Annexe 2. Plans intégrés énergie et climat - France et Allemagne.....	32
France.....	32
Allemagne	32

Introduction

Le Québec a la responsabilité d'assurer son approvisionnement en énergie tout en s'assurant de faire sa part dans la lutte contre les changements climatiques. Si une nation est bien positionnée pour réaliser ce double objectif, c'est bien le Québec. La province possède en effet des ressources phénoménales en énergie hydroélectrique avec réservoirs, associée à un potentiel éolien important et un potentiel solaire significatif. De plus, le territoire québécois permet une large production de biomasse – une autre source d'énergie carboneutre à la disposition des Québécois. Cette biomasse peut servir à produire des énergies solides, liquides et gazeuses, permettant une grande complémentarité avec l'électricité décarbonée qui domine déjà les approvisionnements de la province.

Contexte du présent document

À la suite de l'adoption de la Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives (LQ 2025, c 24), le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE) doit élaborer et mettre en œuvre le plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE). Ce PGIRE doit « favoriser le développement énergétique du Québec dans une perspective de transition énergétique » (article 10).

Ce plan doit être « en conformité avec les orientations gouvernementales en matière de développement économique, les principes et les objectifs énoncés dans la politique-cadre sur les changements climatiques [...] et la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre ».

Il est aussi spécifié dans la loi que le PGIRE doit contenir des éléments assez déterminants pour différentes composantes du système énergétique¹ :

- **Marchés de l'électricité et du gaz naturel** : orientations à respecter et objectifs et cibles à atteindre en matière d'énergie et de sobriété et d'efficacité énergétiques;
- **Approvisionnements, développement des infrastructures énergétiques et innovation** : orientations, objectifs et cibles;
- **Électricité** : cible des approvisionnements aux fins de la satisfaction des besoins en cette matière des marchés québécois par Hydro-Québec.

La Régie de l'énergie doit donner son avis sur ce plan. C'est dans le contexte du dépôt du [Rapport préliminaire en vue de l'établissement du PGIRE](#) (rapport préliminaire) que la Régie de l'énergie a sollicité des avis d'experts, pour appuyer sa réflexion².

¹ Ces éléments sont spécifiés dans l'article 14.2 de la Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie, qui a été modifiée par l'article 10 de la Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives (LQ 2025, c 24).

² Voir la [demande d'avis à la Régie de l'énergie dans le cadre de l'élaboration du plan de gestion intégrée des ressources énergétiques](#) (dossier R-4329-2026).

Objectifs poursuivis

Ce document vise donc à appuyer la Régie de l'énergie dans l'élaboration de son avis sur le PGIRE. Il est à noter qu'aucun plan n'a été soumis à la Régie de l'énergie, simplement un « rapport préliminaire en vue de l'établissement » du plan. Ceci limite donc l'analyse qui peut être faite sur ce plan, qui n'est pas encore connu.

Néanmoins, le présent document a le mandat d'analyser la robustesse des options envisagées et des scénarios (offre/demande) du rapport préliminaire. En particulier, deux dimensions identifiées sont étudiées : la **disponibilité** de l'énergie et la **diversification et résilience** du système énergétique.

Une analyse est donc menée sur ces deux dimensions sur la base des informations contenues dans le rapport préliminaire, de principes économiques et d'initiatives similaires visant à la transition énergétique.

L'organisation du document débute par la présentation de cinq constats clés, sur des éléments généraux et contextuels du rapport préliminaire. L'analyse des deux dimensions identifiées suit. Les possibles points de rupture pouvant compromettre l'atteinte des objectifs du PGIRE sont discutés, avec en conclusion des recommandations et les conditions minimales de succès.

Constats clés

La lecture du rapport préliminaire mène à cinq grands constats, lorsqu'on le situe dans le contexte de la loi, celui plus large de la société québécoise, de la pensée économique et d'initiatives similaires à l'international. Ces cinq constats sont décrits ici.

1. Absence d'orientations, d'objectifs et de cibles spécifiques

Le rapport préliminaire brosse un portrait de la situation énergétique du Québec et présente trois scénarios de demande (D1 faible / D2 intermédiaire / D3 forte) et quatre scénarios d'offre (O1 nouvelle hydraulique / O2 nucléaire / O3 éolien et solaire / O4 décentralisé) permettant d'atteindre l'objectif de carboneutralité en 2050. Le scénario de demande intermédiaire D2 est le plus détaillé dans le rapport préliminaire.

Si les résultats sont utiles pour l'analyse, il est important de souligner que le rapport préliminaire ne présente pas d'orientation, d'objectifs ni de cibles spécifiques en matière d'énergie et de sobriété et d'efficacité énergétiques pour les marchés de l'électricité et du gaz naturel, ni en ce qui concerne les infrastructures énergétiques et l'innovation. Le nouvel article 14.2 de la Loi sur le ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie le demande cependant explicitement.

Le rapport préliminaire est par ailleurs très pauvre en détails sur les valeurs des hypothèses faites. Ainsi, aucune information n'est accessible sur les coûts des technologies, les niveaux de demande à satisfaire dans les secteurs des bâtiments, du transport et de l'industrie, sur l'élasticité prix des demandes dans les différents secteurs de consommation, sur les options d'efficacité énergétique considérées et bien d'autres paramètres.

2. Posture économique négligeant d'autres politiques gouvernementales

Le rapport préliminaire néglige des orientations et politiques importantes du gouvernement québécois : la Politique nationale de l'architecture et de l'aménagement du territoire (MAMH et MCC, 2022) et la Politique de mobilité durable (MTQ, 2018). Ces politiques ont pourtant le potentiel d'avoir un impact majeur pour l'aménagement du territoire et la consommation d'énergie en transport, à travers la réduction de l'étalement urbain, des durées de déplacement et des distances parcourues, et par le transfert modal vers des choix de mobilité moins énergivores.

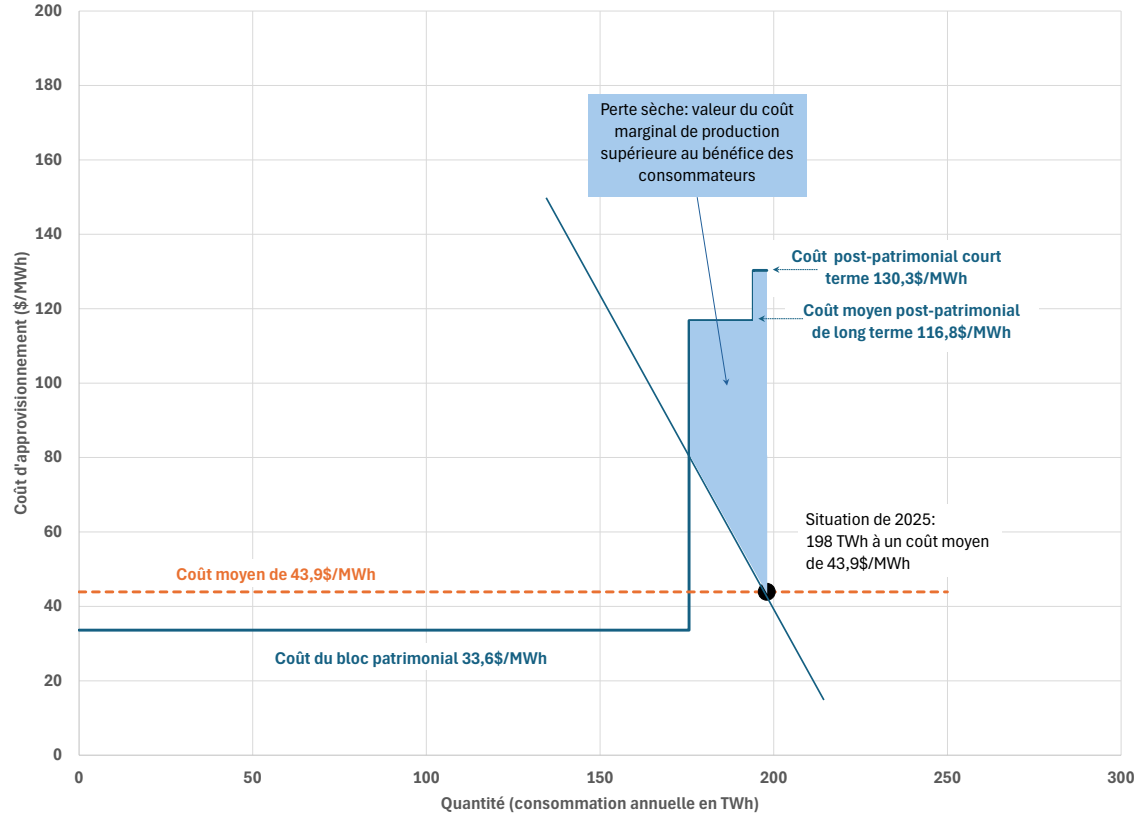
Ces politiques devraient en principe être intégrées dans un plan « intégré » parce que les ressources énergétiques sont intimement liées au territoire, et leur consommation est fortement dépendante de l'aménagement du territoire et des choix de mobilité. Si les orientations de ces politiques d'aménagement et de mobilité se concrétisaient réellement, le secteur de l'énergie en 2050 serait grandement changé.

Le rapport préliminaire n'évoque pas ces stratégies et met uniquement de l'avant les orientations économiques du gouvernement. Cela s'explique évidemment par la nature du mandat reçu et par la loi qui mène au PGIRE. Il reste néanmoins que le constat doit être fait que les orientations du gouvernement du Québec en matière d'aménagement du territoire et de mobilité n'ont pas du tout été intégrées à l'analyse, mais auraient dû l'être, par souci de cohérence et par égard à l'importance de ces facteurs dans la production et la consommation d'énergie.

3. Prémisse économique erronée

Le rapport préliminaire repose sur la prémisse que « le développement des nouveaux approvisionnements devient une occasion à saisir pour assurer un développement économique durable » (page 4). Ainsi, tous les scénarios de demande considérés envisagent une croissance de la consommation industrielle (14 % pour D1, 30 % pour D2 et 39 % pour D3). Cela implique que « la disponibilité de l'énergie renouvelable [s'accroisse] considérablement » (page 7). Selon le rapport, ces approvisionnements supplémentaires sont nécessaires pour « la compétitivité de notre économie et de nos entreprises » (page 7). Ce raisonnement est profondément incorrect, d'un point de vue économique, parce que le prix de l'électricité au Québec est fixé selon un principe de coût moyen, alors que le coût marginal est beaucoup plus élevé (voir le graphique 1, qui ignore les coûts de transport et de distribution). Vendre l'électricité au coût moyen alors que son coût marginal est supérieur entraîne une perte sèche (deadweight loss), qui représente une perte d'efficacité du système économique.

Graphique 1. Schématisation simplifiée de l'équilibre offre-demande en 2025 (Hydro-Québec, 2025)



En effet, en étant exposés au coût moyen de l'énergie, les consommateurs sont incités à consommer au-delà de ce qu'il est économiquement justifié de consommer, parce qu'ils paient moins que le coût d'approvisionnement. Cela est particulièrement vrai pour les nouveaux usages et les nouvelles industries. Si elles s'installent au Québec sur la base du coût moyen actuel (43,9 \$/MWh) ou futur, alors que les nouveaux approvisionnements coûtent plus de 116\$/MWh³, une surconsommation est induite. Non seulement tous les consommateurs se trouvent à payer plus cher que nécessaire pour accueillir les nouvelles industries, mais celles-ci calibrent leur niveau de consommation sur un prix qui ne correspond pas du tout au coût réel d'approvisionnement. Cette inefficacité structurelle n'est d'aucune aide pour la compétitivité de l'économie, elle la plombe au contraire.

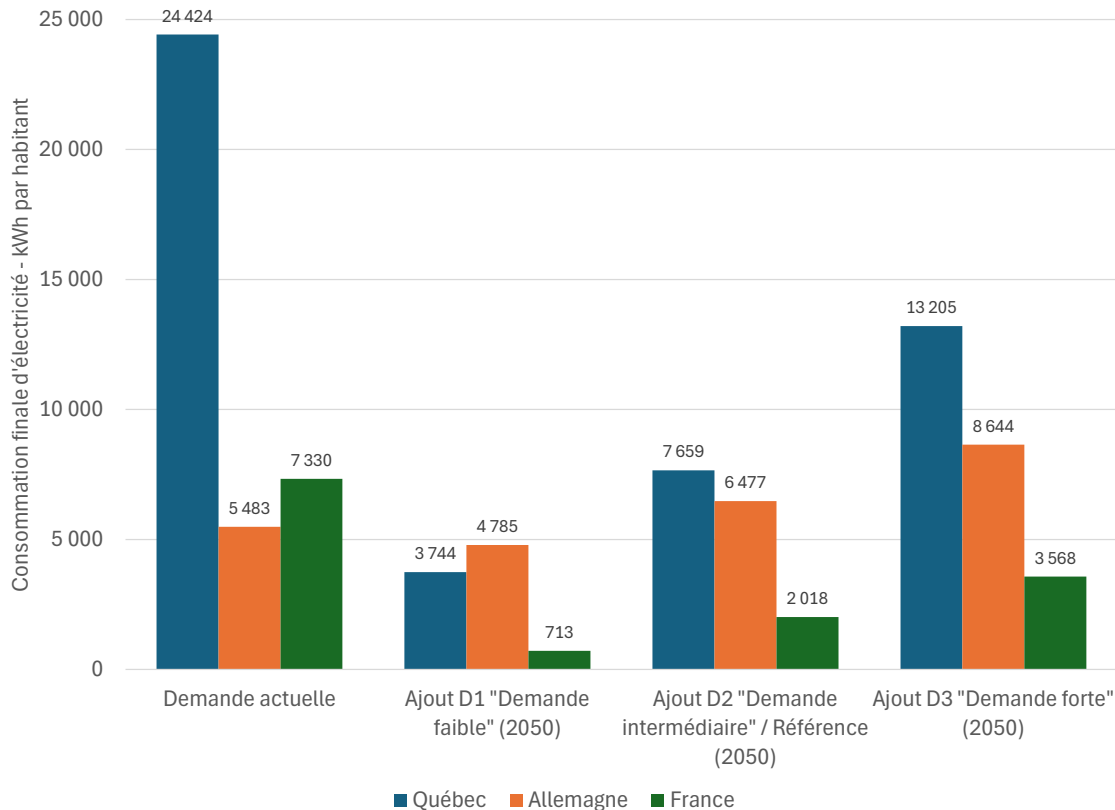
La Norvège, un pays similaire au Québec quant à l'approvisionnement en électricité, pose la rentabilité des projets comme principe du développement des nouvelles sources d'énergie renouvelable (voir annexe 1).

³ Ces coûts sont tirés de Hydro-Québec (2025) pour 2025 et correspondent au coût de la fourniture d'énergie, hors transport et distribution. Le bloc patrimonial de 175,6 TWh est vendu à 33,6 \$/MWh, alors que les approvisionnements postpatrimoniaux de long terme sont à 116,8 \$/MWh. La moyenne pondérée, incluant les approvisionnements postpatrimoniaux de court terme, est de 43,9 \$/MWh. Les nouvelles constructions pourraient évidemment coûter plus cher encore que les contrats approvisionnements postpatrimoniaux déjà en vigueur.

4. Démesure de la croissance de la consommation d'électricité

Il est bien connu que le Québec est un leader mondial dans la production d'électricité verte. Ses grandes ressources hydroélectriques à relativement faible coût lui permettent de produire une grande quantité d'électricité, qui est presque entièrement consommée dans la province. Cela fait du Québec un très grand consommateur d'électricité, comme l'illustre le graphique 2 : la consommation actuelle par habitant est de plus de 24 000 kWh par année. Cela s'explique notamment par des industries consommant de grandes quantités d'électricité (en particulier les alumineries) et par des bâtiments dont le chauffage est déjà grandement électrifié, dans un climat froid. La consommation par habitant du Québec est ainsi largement plus grande que celle de l'Allemagne (environ 5 500 kWh/an) ou de la France (environ 7 300 kWh/an).

Graphique 2. Consommation finale d'électricité par habitant en 2022 (2024 pour l'Allemagne et 2019 la France) et consommation supplémentaire en 2050 dans différents scénarios de décarbonation (MEIE, 2026; NEP, 2025; RTE, 2022)



Ce qui est frappant dans les résultats du rapport préliminaire, c'est que malgré cette avance en électrification dont fait preuve le Québec, les ajouts de consommation en 2050 (ramenés par habitant) sont supérieurs à ce que l'Allemagne et la France envisagent dans les différents scénarios de leurs plans de décarbonation. Ces pays ont aussi défini des scénarios de « sobriété » (D1), de « référence » (D2) et de plus forte consommation liée à une industrialisation accrue (D3) – voir l'annexe 2 pour plus de détails et les références.

Dans tous les cas sauf un, c'est au Québec que la consommation d'électricité croît le plus en 2050. Dans le scénario de référence, il s'ajoute environ 7 600 kWh/an/personne en consommation au

Québec, contre 6 500 kWh en Allemagne et 2 000 kWh en France; voir le graphique 2. Ce n'est pas le climat plus froid du Québec qui peut expliquer cette situation, puisque le chauffage est déjà largement électrifié au Québec.

Il est donc très difficile de justifier de tels ajouts de kWh par personne, alors que le Québec se positionne dès maintenant en leader de l'usage de l'électricité. Des ajouts moindres que dans des pays moins électrifiés auraient été attendus, au moins dans les scénarios de sobriété et de référence.

5. Utilisation problématique du coût d'investissement

Le rapport préliminaire présente ses résultats sur la base des coûts d'investissement associés aux scénarios d'offre (pages 62 et 75). Or, si ces coûts d'investissement sont intéressants à documenter, le vrai critère de choix est le coût total d'utilisation (investissement, opérations et entretien). Certains choix peuvent en effet demander des capitaux initiaux plus grands, mais être plus économiques à l'usage, à long terme. Il est donc hautement problématique de présenter les coûts d'investissement comme un critère de choix, alors que ce n'est une composante partielle du coût total.

Ainsi, comme l'illustre le graphique 3, l'analyse du coût de conduite des véhicules électriques (VE) et des véhicules classiques (MCI, pour « moteur à combustion interne »), les VE ont un coût en capital (coût d'investissement) plus grand, mais un coût total (incluant les carburants et l'entretien) plus petit.

Graphique 3. Comparaison du coût actualisé de conduite, \$/km (Québec) (REC, 2019)



Présenter uniquement le coût d'investissement offre une perspective erronée de la situation.

Voir Whitmore (2026) pour d'autres constats sur la conformité du rapport préliminaire avec les exigences de la loi sur le PGIRE et sur la qualité et la suffisance des informations partagées.

Analyse des dimensions – Disponibilité et Diversification & Résilience

Disponibilité – assurer un approvisionnement continu et stable en énergie

Démarche

Cette section débute par une mise en contexte basée sur les besoins énergétiques des pays, en lien avec leur niveau de richesse. Une analyse économique est ensuite proposée pour illustrer comment les besoins en « disponibilité » de l'électricité peuvent grandement varier selon différents contextes de tarification et d'élasticité de la demande. Une série de constats sont ensuite faits sur les propositions du rapport préliminaire, et des recommandations suivent.

Contexte : besoins énergétiques et croissance économique

Contrairement à l'apport énergétique alimentaire nécessaire à la vie d'un être humain, qui peut être mesurée en fonction du sexe, de l'âge, du poids et du niveau d'activité (Santé Canada, 2025), les besoins énergétiques d'une société ne sont pas aussi facilement calculables. Ils peuvent grandement varier. Ainsi, pour les 193 pays documentés par la EIA (2025), la consommation énergétique par habitant en 2023 allait de 0,68 GJ (Somalie) à 859 GJ (Qatar). La moitié des pays consomment moins de 48 GJ par personne, avec une moyenne de 82 GJ. Parmi les 24 pays les plus riches, disposant d'un PIB par habitant de plus 50 000 \$US⁴, la consommation d'énergie varie de 68 à 859 GJ, avec une moyenne de 268 GJ. Le Canada est le 25^e pays le plus riche des 193 (47 909 \$US de PIB par habitant) avec en 2023 une consommation de 328 GJ, soit 22 % de plus que la moyenne des 24 pays plus riches que lui. Seuls six des 24 pays les plus riches ont une consommation par habitant supérieure à celle du Canada⁵. Il est donc très difficile de définir un niveau de « disponibilité » d'énergie nécessaire, et de penser que plus d'énergie est un prérequis pour le développement économique.

Une étude internationale sur la croissance économique et la disponibilité de l'électricité (Best et Burke, 2018) conclut qu'on ne peut pas associer une plus grande disponibilité de l'électricité (quantité consommée, capacité installée, infrastructure de transport et distribution) à la croissance économique. Dès que d'autres variables sont ajoutées dans l'analyse (par exemple le niveau de richesse initial, l'éducation, l'ouverture au commerce, la température moyenne), la disponibilité de l'électricité n'est plus une variable qui est significativement associée à la croissance économique.

Le découplage observé entre croissance économique et consommation d'énergie, qui se traduit par une baisse de l'intensité énergétique à l'échelle mondiale (EIA, 2025), est le reflet de cette réalité. L'accroissement de la productivité énergétique est une approche à privilégier pour soutenir la croissance tout en faisant décroître, de manière absolue, la consommation d'énergie (Whitmore et al., 2025). Plusieurs pays et provinces canadiennes réussissent un tel découplage absolu entre

⁴ Mesuré en parité du pouvoir d'achat en dollar de 2015, voir EIA (2025).

⁵ Ces pays sont Singapour, le Qatar, les Émirats arabes unis, Brunei, l'Arabie saoudite et Bahreïn (EIA, 2025).

PIB et consommation d'énergie (et émissions de GES) : l'Allemagne, l'Ontario, la Nouvelle-Écosse sont de tels exemples.

Cela ne signifie pas que l'électricité n'est pas importante ou nécessaire pour le fonctionnement de l'économie. Mais simplement qu'on ne peut pas simplement présumer qu'une plus grande disponibilité de l'électricité cause la croissance économique. Ainsi, encore à titre illustratif, notons que le Japon, la Corée du Sud ou l'Allemagne, ne sont pas réputés pour la grande disponibilité de leur électricité ou de l'énergie en général. Ils n'ont pourtant pas été ralentis dans leur croissance économique entre 1961 et 2024 par rapport, par exemple, au Canada (Banque mondiale, 2026).

Disponibilité et demande

Il reste qu'il est primordial de s'assurer de la disponibilité de l'approvisionnement électrique, pour le bon fonctionnement de la société. L'électricité a été la forme d'énergie dont la consommation est la plus en croissance dans le monde entre 1971 et 2023 : +476 %, contre seulement +108% pour les produits pétroliers et +189% pour le gaz naturel (AIE, 2025). Cela est observé pour les pays de l'OCDE, hors de l'OCDE, en Europe, aux États-Unis et au Canada. Rien n'indique que cette consommation va cesser, tout au contraire. Il est donc essentiel de s'assurer qu'un contexte adéquat puisse répondre aux besoins en électricité.

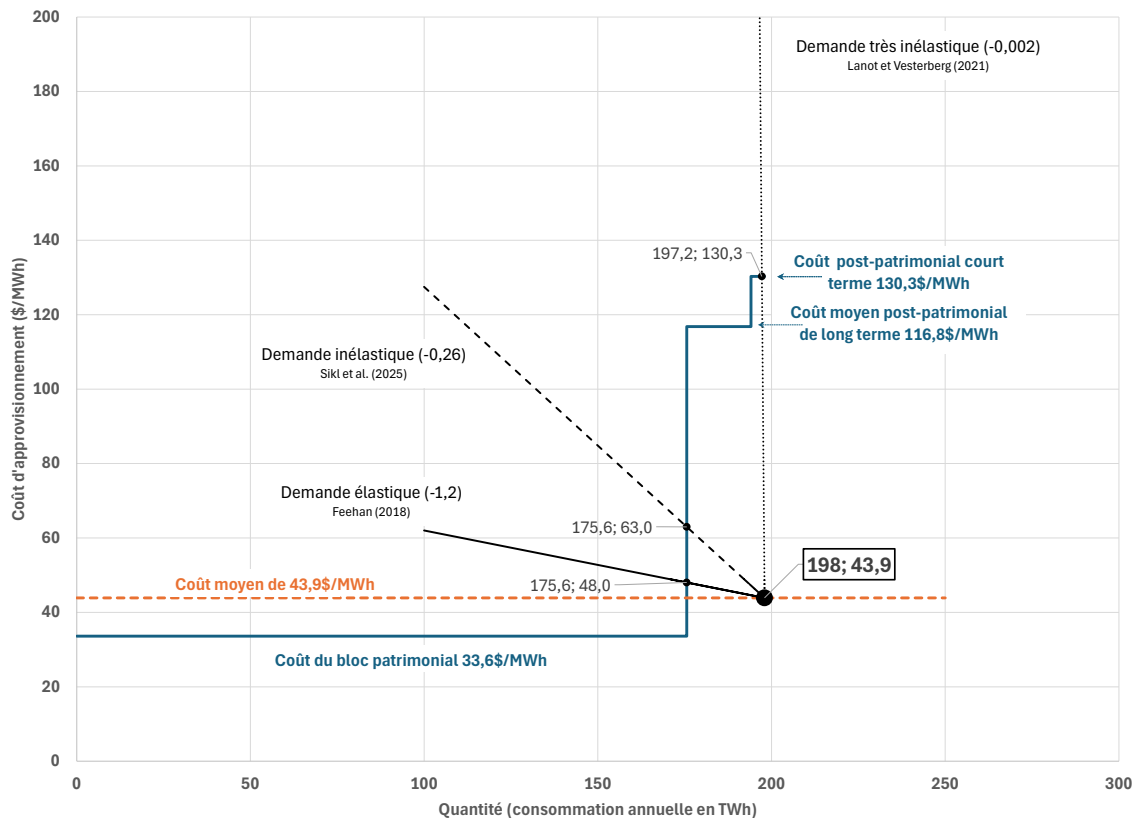
La disponibilité de l'énergie passe évidemment par un système énergétique qui est en mesure de fournir des quantités adéquates d'énergie aux acteurs économiques, individus et organisations (publiques, commerciales, industrielles). Il faut donc des capacités de production, de transport et de distribution qui sont suffisamment grandes pour pouvoir satisfaire la demande. Cette « demande » n'est cependant pas une quantité fixe et facilement calculable, comme expliqué au début de cette section, mais variable selon différents facteurs, notamment le prix et la sensibilité des consommateurs au prix.

Le graphique 3 reprend la schématisation de l'offre et de la demande d'électricité au Québec faite dans le graphique 1, mais en y ajoutant trois scénarios d'élasticité-prix de la demande. Avec une tarification au coût moyen, à 43,9 \$/MWh (pour l'énergie, en ignorant les coûts de transport et de distribution), il s'est consommé 198 TWh d'électricité au Québec en 2025. Ce prix était bien évidemment largement inférieur au coût marginal d'approvisionnement d'Hydro-Québec, à 130 \$/MWh. Si au lieu d'avoir une tarification basée selon le coût moyen, une tarification basée sur le coût marginal était en vigueur, la quantité consommée serait différente. Cette demande dépend de la réactivité des consommateurs au prix de l'électricité. Trois scénarios sont considérés ici :

1. **Demande très inélastique.** La demande dans ce scénario est très inélastique et ne réagit donc presque pas au prix. L'élasticité prix est de -0,002, comme mesurée par Lanot et Vesterberg (2021) en Suède, dans une expérience avec des consommateurs.
2. **Demande modérément inélastique.** Ici la demande est inélastique (-0,26), mais beaucoup moins que dans le scénario 1, ce qui correspond à la valeur médiane observée dans une méta-analyse de 413 études d'élasticité-prix de l'électricité menée par Sikl et al. (2025).
3. **Demande élastique.** Ce scénario est basé sur une valeur élastique de -1,2. Cette valeur provient d'une expérience naturelle survenue au Labrador, comparant la communauté de L'Anse au Loup qui a subi un choc tarifaire important en 1996, à une autre communauté similaire ayant été épargnée de ce choc (voir Feehan, 2018). Cette valeur est donc entièrement basée sur des données réelles et canadiennes.

Selon le scénario d'élasticité de la demande qui prévaut, la consommation passe de 198 TWh à 197,2 avec une demande très inélastique, ou 175,6 TWh si la demande est inélastique ou élastique. Dans ces deux derniers cas, c'est presque 22 TWh de moins, ou 11 %. La demande est similaire dans les scénarios 2 et 3, parce que le prix de l'offre monte très brusquement entre le bloc patrimonial et les approvisionnements postpatrimoniaux. Le prix serait cependant nettement inférieur lorsque la demande est élastique, à 48 \$/MWh, contre 63 \$/MWh lorsque l'offre est inélastique et 130 \$/MWh lorsqu'elle est très inélastique.

Graphique 3. Schématisation simplifiée de l'équilibre offre-demande en 2025, avec trois scénarios d'élasticité de la demande (Hydro-Québec, 2025; Feehan, 2018; Lanot et Vesterberg, 2021; Sikl et al., 2025)



Envoyer un signal de prix à travers le coût marginal, et équiper les consommateurs de flexibilité dans leur consommation (pour les rendre plus élastiques dans leur consommation), a donc des répercussions très importantes sur les besoins en énergie. Près de 22 TWh sont retranchés des besoins énergétiques entre le scénario 1 (demande très inélastique) et les scénarios 2 et 3 (inélastique et élastique). L'analyse de ce qui est nécessaire en « disponibilité » est très différente lorsqu'on passe d'un paradigme économique basé sur le coût moyen à un autre basé sur le coût marginal.

La demande future pour l'énergie est aussi largement influencée par le prix. Si les consommateurs envisagent un prix de la fourniture d'électricité correspondant à celui de la construction des nouvelles infrastructures, leurs choix ne seront pas les mêmes que si le prix est basé sur le coût moyen d'approvisionnement.

Disponibilité, diversification et surplus

Notons enfin que la disponibilité et la diversification ne sont pas toujours reconnues comme étant bénéfiques. La centrale au gaz naturel de 550 MW de TC Énergie à Bécancour, entrée en service en 2006, soulève régulièrement des critiques. Un média titre « Plus de 2G\$ de fonds publics engloutis dans une centrale au point mort » dans un article soulignant ses 20 ans d'existence et d'inutilisation (Halin et Larocque, 2025).

Même pour les projets d'énergies renouvelables, de virulentes critiques sont énoncées dans des rapports de consultations, à cause d'une crainte de surplus (qui ne sont rien d'autre qu'une trop grande disponibilité). Ainsi, en 2014, Mousseau et Lanoue demandaient :

Que soit étudiée sans délai l'opportunité de suspendre les investissements dans le complexe [hydroélectrique] de la Romaine-3 et de la Romaine-4, et d'arrêter ou de suspendre les contrats d'approvisionnement en éolien, en cogénération et en petite hydraulique. (Mousseau et Lanoue, 2014, page 21)

Clairement, une grande disponibilité ne semble pas être un élément désirable pour tous.

En conclusion, la disponibilité de l'énergie n'est pas aisément définissable. Son rôle dans le développement économique des pays développés n'est pas clairement établi, et la tarification peut mener à une inflation des quantités consommées qui exagère la notion de « besoin ». Enfin, dès que la disponibilité s'avère trop grande et que des surplus apparaissent, des critiques contestent le bien fondée des projets de production.

Constats spécifiques sur les enjeux de disponibilité énergétique

Demande imposée

Le modèle d'optimisation utilisé dans le rapport préliminaire utilise trois scénarios de demande, qui sont très peu documentés. Cela laisse peu de marge de manœuvre pour comprendre l'évolution envisagée des besoins des consommateurs résidentiels, commerciaux et institutionnels et industriels.

Dans les trois scénarios, cependant, une croissance de la demande énergétique industrielle est observée. Cette demande est justifiée par le constat que « des entreprises étrangères lorgnent le Québec pour s'y implanter afin de profiter d'une énergie propre et renouvelable » (page 4). Mais à quel prix serait offerte cette énergie propre et renouvelable ? Au coût marginal des nouveaux projets ou au coût moyen d'approvisionnement ? Dans la modélisation utilisée, cette question n'est pas pertinente, parce que les demandes industrielles auxquelles il faut répondre sont définies à l'extérieur du modèle. On impose donc au modèle la nécessité de répondre à ces demandes énergétiques, et le modèle identifie les options les moins coûteuses – sous les contraintes imposées. Mais en aucun cas le modèle n'analyse si les investisseurs industriels seraient prêts à payer le prix de l'énergie que le modèle va obtenir. On impose cette consommation industrielle, et on force un approvisionnement au moindre coût.

Les « besoins » énergétiques des trois scénarios de demande sont entièrement déterminés par des hypothèses, notamment sur la demande industrielle future, qui est hautement hypothétique.

Valeurs de demande problématiques

Le rapport préliminaire n'est pas très clair sur la demande énergétique. Dans le scénario D2, celle-ci est présentée à la fois comme « stable », en « légère baisse de 3 % » (page 36) mais aussi croissante : « pour satisfaire à cette demande croissante, le développement énergétique s'oriente de plus en plus vers des sources renouvelables » (page 38).

Aussi, les quantités d'électricité nécessaire aux approvisionnements sont très différentes selon les différentes sections du rapport préliminaire :

- « Selon le scénario de demande exploré (D1, D2 ou D3), l'augmentation des approvisionnements en électricité varie entre **111 TWh et 221 TWh** » (page 46)
- « la croissance des besoins énergétiques d'électricité varie ainsi entre **54 et 146 TWh** selon les scénarios » (page 74)

Ces différences allant approximativement du simple au double rendent l'analyse des scénarios encore plus ardue.

Scénarios d'offre mutuellement exclusifs et spéculatifs

Les quatre scénarios d'offre reposent sur certaines hypothèses connues, d'autres inconnues. Le rapport préliminaire est explicite sur les hypothèses d'acceptabilité sociale quant à l'hydroélectricité (O1) et au nucléaire (O2), ainsi que sur la « volonté accrue des consommateurs d'accéder à une diversité d'options d'approvisionnement ou de produire eux-mêmes leur énergie » (O4). Ces scénarios sont antinomiques davantage qu'ils ne constituent des choix : si une acceptabilité sociale existe pour un grand déploiement de l'hydro, elle ne le sera pas pour le nucléaire, et les options décentralisées ne seront déployées en grande quantité que si les grands projets (hydroélectriques, nucléaires ou éoliens et solaires) ne sont pas acceptables. Ces options sont donc difficilement comparables, parce qu'elles correspondent à des réalités sociales largement incompatibles. Au lieu de nous fournir des choix entre scénarios d'offre, le rapport préliminaire décrit des mondes possibles où les préférences de la société auraient évolué de différentes manières.

L'utilité de ces scénarios d'offre est aussi questionnable. Il y a en effet des enjeux autour de la plausibilité de l'acceptabilité sociale présumée dans ces scénarios. Il est ainsi peu réaliste de croire que 7,1 GW de nouvelle capacité hydroélectrique pourraient être construits au Québec dans les 25 prochaines années, alors que la construction du projet de La Romaine (1,5 GW) s'est étalée sur 14 ans (de 2009 à 2022; Hydro-Québec, 2026a). Ce projet a été très controversé et il n'existe pas à l'heure actuelle de liste de sites hydroélectriques clairement identifiés comme pouvant être développés. Ces éventuels sites seront aussi certainement plus complexe (et donc plus long) à développer.

Il est de même très hasardeux de penser que 6,3 GW de nucléaire pourraient être déployés en 25 ans au Québec, alors que la centrale nucléaire Gentilly-2 a été fermée en 2012. L'Ontario expérimente la construction de quatre petits réacteurs modulaire (PRM) au coût de 17,4 M\$/MW, avec le premier PRM (0,3 GW) prévu pour 2030 (OPG, 2026). La capacité totale prévue, de 1,2 GW, est anticipée pour 2035, si tout va bien. Ce n'est cependant pas la norme dans le nucléaire, que les projets soient livrés à temps. En Finlande, le projet Olkiluoto 3 d'une nouvelle centrale de type European Pressurized Water Reactor (EPR) de 1 600 MW devant débiter sa production en 2009 a

été retardé 14 ans, et n'a commencé à produire qu'en 2023, avec d'énormes dépassements de coûts (WNA, 2026). Sans historique nucléaire récent, avec une industrie qui doit gérer les inconnus des nouveaux projets, et des coûts élevés (le projet de PMR ontarien coûtera plus de 140 \$/MWh, simplement pour le capital, avant les coûts de carburant et de fonctionnement⁶), il est difficile de croire que le Québec s'engagera résolument dans un déploiement important du nucléaire. À titre comparatif, le projet éolien Des Neiges – Secteur sud de 400 MW coûte 2,4 M\$/MW, ce qui donne un coût par MWh de 63\$⁷. Même si on compare une énergie nucléaire plus stable avec une autre éolienne plus intermittente, la différence de coût est importante.

Les scénarios O3 et O4 reposent davantage sur des filières qui ont été actives dans un passé plus récent, et qui ont rapidement crû à l'international. Les coûts de ces filières, éoliennes et solaires, sont aussi mieux maîtrisés – avec peu ou pas d'historique de dépassements. Des enjeux d'acceptabilité sociale restent cependant présents, notamment autour du changement d'affectation du territoire (production d'énergie sur des terres agricoles) ou de la transformation des paysages. Même pour ces filières, des résistances sont à anticiper. Le rapport préliminaire ne mentionne pas ces enjeux d'acceptabilité sociale pour les parcs éoliens et solaires (et même pour le solaire décentralisé). Pourtant, ce sont des enjeux réels (INSPEQ, 2024).

Production possible, mais aux coûts inconnus

En ce qui concerne la possibilité que les scénarios soient en mesure de fournir les quantités d'énergie nécessaires, en faisant l'hypothèse que les capacités peuvent être construites, il est attendu que la production suive. L'historique de production des centrales hydroélectriques, des parcs éoliens et d'autres infrastructures de production, de transport et de distribution permet d'envisager avec confiance que ce qui est prévu d'être produit soit effectivement produit.

Cependant, l'absence de précision sur les hypothèses faites sur les coûts de production rend la comparaison des quatre scénarios d'offre quasi impossible. Comme indiqué précédemment, ce ne sont pas les coûts d'investissement seuls qui sont pertinents pour l'analyse, mais le coût moyen de l'électricité par MWh (levelized cost of electricity, LCOE), et les coûts d'intégration au réseau. Ces coûts étant éludés dans le rapport préliminaire, il est impossible de se faire une idée sur la proposition économique de chacun des scénarios d'offre.

Bien qu'il soit difficile d'estimer avec précision ces coûts et leur évolution d'ici 2050, des hypothèses auraient pu être faites sur la base des projets récents et partagées pour la discussion. Sans ces éléments, alors même que le rapport préliminaire se veut en phase avec les « orientations économiques » du gouvernement, il est impossible d'avoir un avis économique sur les scénarios d'offre.

⁶ Estimé basé sur une durée de vie d'opération de 30 ans, avec un taux d'actualisation de 5 % et un facteur d'utilisation de 90 %, pour les 1,2 GW prévus au coût de 20,9 G\$ (OPG, 2026).

⁷ Estimé basé sur une durée de vie d'opération de 25 ans, avec un taux d'actualisation de 6 % et un facteur d'utilisation de 34 %, pour les 0,4 GW prévus au coût de 0,96 G\$ (Boralex, 2025).

Recommandations

- I. **Clarifier les objectifs poursuivis par la « disponibilité » de l'énergie.** La disponibilité accrue de l'énergie doit-elle permettre une décarbonation, au sens large. Mais jusqu'à quel point doit-elle permettre à de nouvelles industries de s'installer ? Doit-elle permettre aux ménages de continuer à faire croître leur consommation ? Doit-elle uniquement permettre d'assurer des besoins de bases ? Il serait nécessaire de clarifier les objectifs poursuivis par une augmentation planifiée de la disponibilité des différentes sources d'énergie.

- II. **Clarifier les principes utilisés pour établir la « disponibilité » requise de l'énergie.** Est-ce que des principes économiques doivent être respectés dans l'analyse de la disponibilité de l'énergie ? Le prix et les coûts doivent-ils jouer un rôle dans cette disponibilité ? Les options alternatives de satisfaction de la demande doivent-elles être considérées (ex., efficacité énergétique et changements de comportement) ? L'absence de principes explicites guidant les choix (ex., efficacité économique, équité, respect de la biodiversité) rend très difficile l'évaluation des scénarios proposés.

Diversification et résilience – assurer la sécurité et la résilience énergétiques du Québec

Démarche

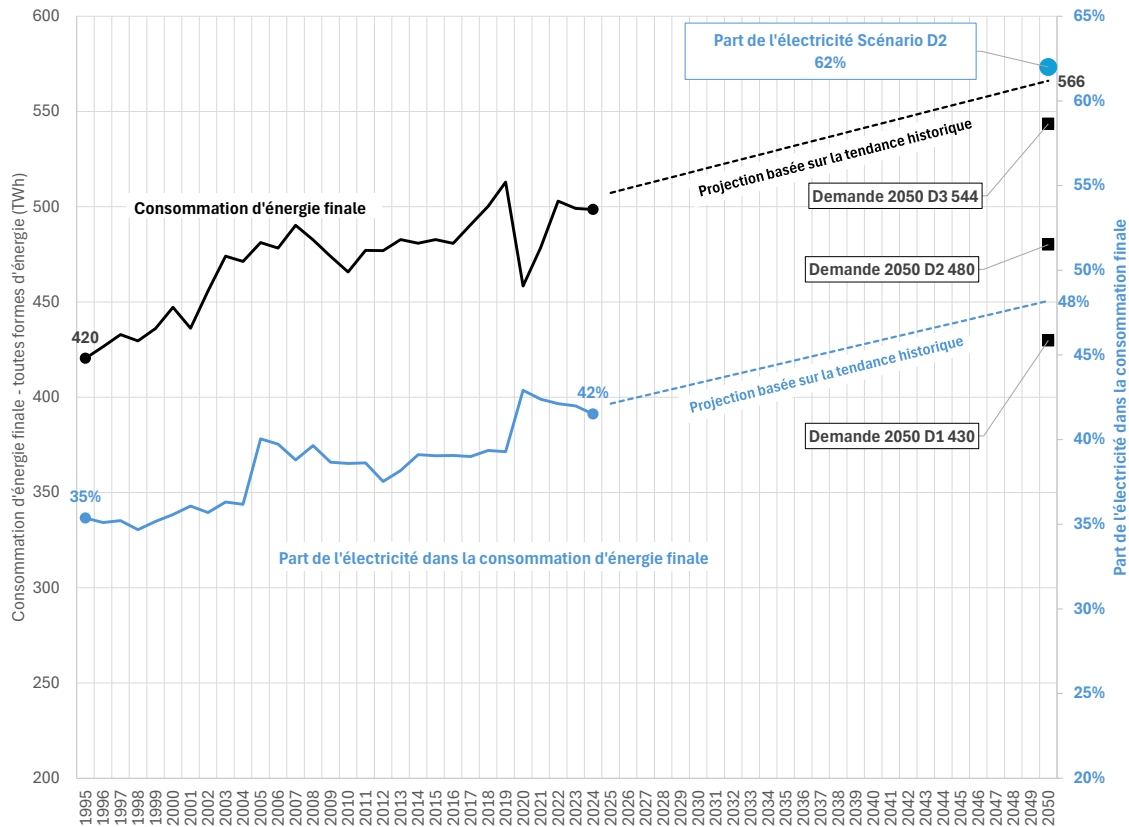
Cette section sur la diversification et la résilience du système énergétique débute par un court retour sur l'évolution du bouquet énergétique québécois par l'identification de deux tendances qui pourraient faire croître la vulnérabilité du système énergétique québécois (croissance rapide de la consommation électrique et changements climatiques).

Une série de constats sont faits sur différents éléments du rapport préliminaire qui touchent à la diversification et la résilience du système énergétique. Trois grandes recommandations sont faites pour jeter les bases d'un secteur énergétique plus robuste.

Contexte : Un bouquet qui reste diversifié malgré l'électrification

Dans les scénarios de demande du rapport préliminaire, la part de l'électricité gagne beaucoup plus de terrain en 2050 que ce qu'il se passerait si la tendance historique se poursuivait. Le graphique 4 illustre ainsi qu'entre 1995 et 2024, l'électricité est passée de 35 % à 42 % de la demande finale. Elle monterait à 48 % en 2050 si cette tendance perdurait. Dans le scénario intermédiaire D2, l'électricité représente 62 % de la demande finale en 2050 (page 38). Dans un contexte où la demande totale ne diminue pas ou peu (dans les scénarios D1 et D2, la demande se trouve à 430 TWh et 480 TWh, contre environ 500 TWh en 2022-2024), cela signifie que beaucoup d'usages sont électrifiés et que le système électrique devient encore plus central au système énergétique et économique.

Graphique 4. Consommation énergétique finale au Québec (en TWh) et part de l'électricité (%) de 1995 à 2024, avec projection de la tendance historique jusqu'en 2050 et demande en 2050 selon les scénarios D1, D2 et D3 (Statistique Canada, 2025; Whitmore et Pineau, 2026)



En dehors de l'importance de l'électricité, le bouquet énergétique final devient plus équilibré entre les autres types d'énergie. Actuellement, les produits pétroliers dominent la consommation hors-électricité. En 2050, selon le scénario D2, une diversification plus grande existera entre ces produits pétroliers (qui représentent toujours 10 % du total), les bioénergies (15 %), l'hydrogène (7 %), d'autres sources d'énergie (6 %) et le gaz naturel (1 %). Cette diversité est bénéfique dans la mesure où la dépendance à une source d'énergie est amoindrie.

Évidemment, la dépendance à l'électricité augmente, ce qui est en soi un enjeu important. Cette dépendance expose davantage la société aux vulnérabilités du réseau électrique, qui sont elles-mêmes susceptibles d'augmenter pour deux raisons principales :

- I. **Croissance rapide.** La rapidité de la croissance de la demande fait en sorte que les limites de capacité des infrastructures de distribution, transport et production sont plus facilement atteintes, jusqu'à ce que ces infrastructures soient recalibrées pour pouvoir satisfaire la demande.
- II. **Changements climatiques.** La trajectoire de réchauffement climatique actuelle nous mène vers un réchauffement moyen de 2,6 °C en 2100 (Climate Action Tracker, 2025), qui va exacerber les risques climatiques déjà existants sur les infrastructures électriques.

Cette croissance rapide de la demande électrique se fera dans un réseau qui va demander du temps à s'ajuster et s'agrandir. Ce réseau sera par ailleurs davantage pris d'assaut par les

événements climatiques, et rendu plus vulnérable (fluctuations plus grandes des apports d'eau pour la production hydro-électrique, capacité réduite des lignes et des transformateurs par les températures, etc.). Il est donc important de faire ressortir du rapport préliminaire les constats qui se posent en lien avec ces deux accélérateurs de la vulnérabilité du réseau électrique.

Constats

Le rapport préliminaire présente plusieurs aspects liés à la capacité du système électrique, notamment à travers les discussions sur les pointes de consommation et sur les outils de flexibilité. Deux constats sont faits à ce propos, deux autres sur les importations d'énergie et un dernier sur la vulnérabilité croissante du système énergétique.

Pointes de consommation électrique basses

Le rapport préliminaire indique que la pointe en 2050, pour le scénario D2, n'atteindrait que 49-54 GW (page 80), alors qu'en 2023 elle a atteint 42,4 GW (page 18). Cela signifie que la pointe en 2050 ne serait que 15 % à 27 % plus grande qu'en 2023, alors que la consommation est 40 % plus importante (295 TWh versus 210 TWh; Statistique Canada, 2025). Cela est vraiment étonnant, parce qu'en 2050 davantage de chauffage sera électrique, ce qui devrait créer des pointes plus importantes liées à la température. Aussi, davantage de véhicules électriques seront rechargés, ce qui contribuera aussi aux pointes durant les heures froides⁸. Si tout indique que le climat sera plus chaud en 2050, cela ne sera pas forcément le cas tous les ans. Des années froides surviendront, malgré les changements climatiques.

Cette pointe est sous-estimée dans le rapport préliminaire. La figure 29 (page 51) indique en effet que la pointe en 2024 était seulement 16,1 GW au-dessus de la consommation moyenne. Mais le graphique 7 (page 19) montre clairement qu'en 2023 l'écart entre la pointe et la consommation moyenne est de plus de 20 GW.

Il est donc difficile de croire que les estimations de la pointe électrique du rapport préliminaire sont réalistes et robustes. Cela est un enjeu, parce que la pointe de consommation est le principal déterminant des infrastructures de production, transport et distribution qui sont nécessaires pour le système électrique. Si la pointe est plus élevée, il en faut davantage, et les coûts sont plus élevés. Si la pointe est sous-estimée, les coûts d'investissement rapportés le sont aussi.

Limites dans les options de flexibilité

Le rapport préliminaire utilise trois grandes options de flexibilité : stockage, biénergie et effacement de la demande (page 49). Étrangement, les réservoirs hydroélectriques qui permettent de stocker de l'énergie ne sont pas inclus dans ces options, alors qu'ils constituent « la batterie verte du nord-est du continent nord-américain », comme Hydro-Québec se plaît parfois à l'écrire (Hydro-Québec, 2026c). Ils permettent de lisser la production intermittente et sont complémentaires à ces ressources (Rodriguez Sarasty et al., 2021).

⁸ Même si la recharge se fait la nuit, les heures froides peuvent survenir la nuit et contribuer à la pointe. Voir Whitmore et Pineau (2015, graphique 15c, page 24) pour une illustration de 18h consécutives de demande supérieure à 37,9 GW, pendant lesquelles la recharge électrique de millions de véhicules aurait nécessairement lieu, en 2050.

Une autre omission dans les outils de flexibilité sont les interconnexions avec les juridictions voisines. Celles-ci peuvent avoir des profils de production et de consommation complémentaires avec ceux du Québec, et permettre de diversifier les approvisionnements tout en gérant mieux la fiabilité d'approvisionnement (NERC, 2025).

L'omission de ces sources de flexibilité oblige le modèle à avoir davantage recours aux options de flexibilité autorisées, qui peuvent coûter plus cher que les options omises. Encore une fois, cela a pour effet d'augmenter le coût des scénarios d'offre utilisant davantage de ressources intermittentes (O3 et O4).

Les options de flexibilité utilisées sont par ailleurs très peu détaillées. À quels coûts se font l'effacement ou le déplacement de la demande ? Des études indiquent qu'une grande proportion de la population accepterait sans compensation de laisser le contrôle de son chauffe-eau à Hydro-Québec, permettant de déplacer sans frais des centaines de MW d'appels de puissance (Goddard, 2017).

Importations d'hydrogène

Le rapport préliminaire indique que des importations d'hydrogène seront nécessaires en 2050 (page 57), de l'ordre de 13-14 TWh. La production d'hydrogène au Québec est évaluée à 15-24 TWh selon les scénarios d'offre (page 56). Cela signifie que le Québec sera dépendant d'importations d'hydrogène pour une proportion importante de sa consommation : environ 50 %, selon ces valeurs et celles des figures 19 et 21 du rapport préliminaire.

Outre le fait que cette dépendance aux importations peut représenter un risque pour la sécurité des approvisionnements, il est difficile de comprendre ce qui permet une production d'hydrogène plus concurrentielle hors du Québec. L'hydrogène n'étant une forme d'énergie qui voyage facilement, ses coûts de transport sont significatifs. Pour en importer, il faut que les coûts de production de la région exportatrice soient bien inférieurs à ceux de la région importatrice. Qu'est-ce qui rend le Québec si peu compétitif pour la production d'hydrogène par rapport à ses voisins ?

Dans les plans de décarbonation français (RTE, 2022) et allemand (NEP, 2025), des importations d'hydrogène sont prévues. Il est mentionné dans ces plans que cet hydrogène viendrait notamment de l'Amérique du Nord. Est-ce réaliste de penser que le Québec serait un concurrent de la France et de l'Allemagne pour l'importation d'hydrogène ?

Importations de pétrole et de produits pétroliers

Sans surprise, le rapport préliminaire voit la consommation de produits pétroliers chuter de 174 TWh (environ 320 000 barils par jour) en 2022 à 48 TWh (environ 90 000 barils par jour)⁹. Le Québec continue cependant de produire environ 100 TWh de produits pétroliers en 2050 (figure 33, page 57), soit près de 200 000 barils par jour. Cela suffit à satisfaire une partie de sa consommation, mais pas entièrement : il faut tout de même importer du carburant d'aviation et d'autres produits pétroliers (figure 34). Cela s'explique par une production locale insuffisante, étant donnée « la demande croissante du secteur aérien » (page 59), qui est multipliée par 2,5 entre 2022 et 2050.

⁹ Selon les valeurs des figures 19 et 21 du rapport préliminaire et la conversion du contenu énergétique des produits pétroliers.

La transition énergétique, telle que présentée par le rapport préliminaire, n'élimine pas la dépendance aux importations de pétrole du Québec, elle ne fait que la réduire de 50 % (figure 34). Pour les carburants d'aviation, une dépendance accrue aux importations est même à envisager, dans tous les scénarios d'offre.

En termes de sécurité et de résilience énergétiques, ces constats sont préoccupants. Non seulement la transition énergétique ne nous libère pas de notre dépendance au pétrole, mais pour le transport aérien, elle s'accroît. Le Québec de 2050 serait encore plus vulnérable aux approvisionnements extérieurs en carburant pour assurer le transport entre les régions – parce que le transport aérien serait plus développé que maintenant.

Comme très peu d'informations sont données sur l'évolution de la demande en transport dans les hypothèses du modèle, il est une fois de plus difficile de bien comprendre ces scénarios de demande. Mais le constat peut être fait que dans les scénarios du rapport préliminaire, la dépendance du Québec au pétrole importé ne diminue que de moitié, et sa dépendance aux importations de carburant d'aviation s'accroît.

Vulnérabilité du système énergétique aux événements climatiques

Avec un système énergétique qui reste dépendant du pétrole, tout en accroissant les infrastructures électriques, les scénarios du rapport préliminaire décrivent un Québec qui sera plus exposé, et donc plus vulnérable, aux aléas climatiques. Le maintien des infrastructures énergétiques existantes (en pétrole) et le développement de la production, du transport et de la distribution de l'électricité vont mathématiquement augmenter le nombre de sites exposés aux événements climatiques, qui seront plus fréquents et plus extrêmes (IPCC, 2022).

S'il est évidemment possible de construire des infrastructures électriques plus adaptées au climat futur, cela ne se fera pas à un coût de construction moindre. Par exemple, enfouir les lignes électriques pour les protéger coûte beaucoup plus cher. Ces coûts d'adaptation n'ont pas été pris en compte dans les scénarios du rapport préliminaire. Il y a donc une fois de plus une sous-estimation des coûts du système énergétique tel que décrit dans le document. Les enjeux de résilience et de sécurité sont amplifiés par la taille du système énergétique. Cela devrait être pris en compte dans les analyses.

Une consommation énergétique optimisée, réduite et plus productive sera moins exposée à ces risques et positionnera mieux le Québec face aux enjeux climatiques.

Recommandations

- III. **Mieux caractériser les pointes de consommation.** Pour bien comprendre les enjeux d'évolution du système électrique, il est nécessaire de communiquer plus clairement comment la pointe pourrait changer. Davantage d'efforts devraient être déployés dans les scénarios de demande et d'offre pour caractériser l'évolution de la pointe.
- IV. **Discuter de manière plus exhaustive des options de flexibilité.** La flexibilité sera encore plus importante dans un système énergétique davantage basé sur des sources intermittentes. Le PGIRE devrait considérer plus systématiquement le potentiel et les conditions de développement des différentes sources de flexibilité. Le Québec devrait s'inspirer de la Norvège, qui décrit ainsi son approche à sécurité des approvisionnements :

Both production-side and demand-side flexibility have a positive effect on security of supply. Price signals play a decisive role in determining which elements of short-term flexibility are actually used. Operation of the power supply system and power trading should as far as possible be market-based. Effective markets send the right price signals to producers and consumers, and promote sound use of resources, innovation and security of supply. (Norwegian Ministry of Energy, 2025d)

- V. **Analyser l'exposition du système électrique aux changements climatiques.** Le rapport préliminaire donne des orientations générales sur le développement du système électrique, sans mentionner qu'un système plus imposant sera automatiquement plus exposé aux événements climatiques. Les dommages et les risques de rupture d'approvisionnement ne sont pas pris en compte. Ils devraient être évalués en lien avec d'autres approches pour satisfaire les besoins de la société (par exemple par des changements plus profonds en aménagement du territoire, en bâtiments, en mobilité et en économie circulaire – réduisant les besoins énergétiques).

Points de rupture

Quatre risques importants pourraient faire dérailler la transformation du système énergétique que le PGIRE doit guider. Il est important d'en avoir conscience pour s'assurer que ces risques ne matérialisent pas.

1. **Manque de confiance, de transparence et d'analyses.** Le PGIRE ne pourra jouer son rôle que s'il recueille la confiance d'une majorité d'acteurs du secteur de l'énergie et de la population. Pour cela il faut davantage de transparence et d'analyses, pour explorer différents aspects de la transition énergétique – tant au niveau des coûts que des changements réglementaires ou d'habitudes de consommation. Des compromis et des choix devront être faits, et ils gagneront à être explicités.
2. **Fuite en avant technologique.** Si les innovations technologiques sont importantes pour soutenir la transition énergétique, elles ne permettront pas de résoudre tous les enjeux. Ce n'est pas simplement plus d'électricité sans GES qu'il faut pour le Québec, mais une gestion du secteur de l'énergie qui est plus rationnelle et cohérente. Les signaux de prix doivent être plus visibles, en renforçant la protection des consommateurs à plus faibles revenus. Il ne faut pas laisser croire que des solutions technologiques seules pourront assurer le succès de la transition énergétique. Des changements d'habitude de consommation sont aussi nécessaires : ce qui nous a amenés à la situation actuelle doit être réformé.
3. **Incohérences dans les politiques et la gouvernance.** Les orientations du PGIRE doivent intégrer les autres politiques gouvernementales, notamment en aménagement du territoire et en mobilité. Si les orientations économiques doivent aussi faire partie de la réflexion, celles-ci doivent être fondées sur des principes économiques solides, et non pas des tendances perçues à court terme et des coups de dés sans concertation plus élargie. Autrement, ces incohérences auront raison, à moyen et long terme, de la solidité des orientations.
4. **Ignorer les gains économiques de solutions comportementales.** Les sociétés québécoises et nord-américaines dépensent beaucoup de ressources pour consommer de l'énergie en transport, dans les bâtiments et dans des objets. Cela se traduit par d'importantes infrastructures routières, de larges flottes de véhicules surcalibrés pour leur fonction, une croissance des surfaces bâties par habitant (tant dans les secteurs résidentiels que commerciaux et institutionnels) et une accumulation d'objets rapidement obsolètes qui finissent dans les sites d'enfouissement. Les comportements qui mènent à ces constats sont à la fois financièrement coûteux, énergivores et polluants et non économiquement productifs. Chaque changement de comportement en mobilité, en gestion des bâtiments et dans la circularité des objets a le potentiel de contribuer à la transition énergétique en étant financièrement rentable. Le PGIRE doit intégrer des notions pour faciliter le développement du Québec à travers la transition énergétique.

Recommandations

Cette section reprend les recommandations faites précédemment à propos de la disponibilité et de la diversification et de la résilience.

Disponibilité

- I. **Clarifier les objectifs poursuivis par la « disponibilité » de l'énergie.** La disponibilité accrue de l'énergie doit-elle permettre une décarbonation, au sens large. Mais jusqu'à quel point doit-elle permettre à de nouvelles industries de s'installer ? Doit-elle permettre aux ménages de continuer à faire croître leur consommation ? Doit-elle uniquement permettre d'assurer des besoins de bases ? Il serait nécessaire de clarifier les objectifs poursuivis par une augmentation planifiée de la disponibilité des différentes sources d'énergie.
- II. **Clarifier les principes utilisés pour établir la « disponibilité » de l'énergie requise.** Est-ce que des principes économiques doivent être respectés dans l'analyse de la disponibilité de l'énergie ? Le prix et les coûts doivent-ils jouer un rôle dans cette disponibilité ? Les options alternatives de satisfaction de la demande doivent-elles être considérées (ex. efficacité énergétique) ? L'absence de principes explicites guidant les choix (ex. efficacité économique, équité, respect de la biodiversité, etc.) rend très difficile l'évaluation des scénarios proposés.

Diversification et résilience

- III. **Mieux caractériser les pointes de consommation.** Pour bien comprendre les enjeux d'évolution du système électrique, il est nécessaire de communiquer plus clairement comment la pointe pourrait changer. Davantage d'efforts devraient être menés dans les scénarios de demande et d'offre pour caractériser l'évolution de la pointe.
- IV. **Discuter de manière plus exhaustive des options de flexibilité.** La flexibilité sera encore plus importante dans un système énergétique davantage basé sur des sources intermittentes. Le PGIRE devrait considérer plus systématiquement le potentiel et les conditions de développement des différentes sources de flexibilité. Le Québec devrait s'inspirer de la Norvège, qui développe une approche à sécurité des approvisionnements basée sur la flexibilité de l'offre et de la demande, coordonnée par des signaux de prix et les échanges.
- V. **Analyser l'exposition du système électrique aux changements climatiques.** Le rapport préliminaire donne des orientations générales sur le développement du système électrique, sans mentionner qu'un système plus imposant sera automatiquement plus exposé aux événements climatiques. Les dommages et les risques de rupture d'approvisionnement ne sont pas pris en compte. Ils devraient être évalués en lien avec d'autres approches pour satisfaire les besoins de la société (par exemple par des changements plus profonds en aménagement du territoire, en bâtiments, en mobilité et en économie circulaire – réduisant les besoins énergétiques).

Conclusion et conditions minimales de réussite

Le PGIRE ne peut pas être forcé ou imposé à la population québécoise. Il doit être une démarche qui réunit et fait converger. Si un calendrier est nécessaire pour avancer, la bonne foi, l'ouverture et la transparence des porteurs du PGIRE sont des conditions encore plus importantes.

Dans les prochaines étapes du PGIRE, pour qu'il ne devienne pas un autre document négligé et dépendant des cycles électoraux, comme le *Plan d'action 2013-2020 sur les changements climatiques* ou le *Plan directeur en transition, innovation et efficacité énergétiques*, le PGIRE devra :

- Être pleinement endossé et porté par l'ensemble du gouvernement et par le secteur de l'énergie.
- Être entièrement ouvert à la population et adopté par celle-ci, en explicitant les compromis qui sont à réaliser, et les conséquences de ne pas les réaliser.
- Mener à des réformes tarifaires et réglementaires, pour faire reposer la transformation du système énergétique sur des bases solides et cohérentes.
- S'assurer de pouvoir accompagner les groupes de consommateurs qui ont besoin de l'être, pour qu'ils puissent participer aux changements nécessaires au succès de la transition énergétique.

Références

- AIE (2025) *World Energy Balances Highlights (2025 edition)*, Paris : Agence internationale de l'énergie (AIE).
- Banque mondiale (2026) *GDP growth (annual %) - Germany, Canada, Korea, Rep., Japan*, Washington: The World Bank Group. <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD.ZG?locations=DE-CA-KR-JP>
- Best R. et Burke P.J. (2018) « Electricity availability: A precondition for faster economic growth? », *Energy Economics*, Volume 74, Pages 321-329.
- BMWK (2024) *Update of the Integrated National Energy and Climate Plan - Plan of the Federal Republic of Germany – August 2024*, Berlin : Federal Ministry for Economic Affairs and Climate Action (BMWK). https://commission.europa.eu/publications/germany-final-updated-necp-2021-2030-submitted-2024_en
- Boralex (2025) La Société de projet BVH1, s.e.n.c. annonce un financement de 960 M\$ pour le projet éolien Des Neiges – Secteur sud, Kingsey Falls : Boralex. <https://www.boralex.com/fr/salle-de-presse/la-societe-de-projet-bvh1-senc-annonce-un-financement-de-960-m-pour-le-projet>
- Climate Action Tracker (2025) *The CAT Thermometer*. November 2025. <https://climateactiontracker.org/global/cat-thermometer/>
- EIA (2025) *International Data*, Washington : U.S. Energy Information Administration (EIA). <https://www.eia.gov/international/data/world>
- ESA (2025) ESA approves Norwegian aid scheme for floating offshore wind projects. <https://www.eftasurv.int/newsroom/updates/esa-approves-norwegian-aid-scheme-floating-offshore-wind-projects>
- Feehan J.P. (2018) « The long-run price elasticity of residential demand for electricity: Results from a natural experiment », *Utilities Policy*, Volume 51, Pages 12-17.
- Goddard O. (2017) « Propension à accepter les chauffe-eau interruptibles : une évaluation contingente en gestion de la demande d'électricité », *Rapports d'étude de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie*, HEC Montréal, numéro 04|2017, avril 2017.
- Halin F. et Larocque S. (2025) « Plus de 2G\$ de fonds publics engloutis dans une centrale au point mort », *TVA Nouvelles*, lundi 3 novembre 2025. <https://www.tvanouvelles.ca/2025/11/03/plus-de-2-g-de-fonds-publics-engloutis-dans-une-centrale-au-point-mort>
- Hydro-Québec (2025) « Approvisionnements en électricité », *HQD - Demande du Distributeur pour la révision tarifaire des années 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029*, R-4307-2025, HQD-2, Document 1, Original : 2025-07-31.
- Hydro-Québec (2026a) *Projet de La Romaine*, Montréal : Hydro-Québec. <https://www.hydroquebec.com/romaine/projet/>
- Hydro-Québec (2026b) « Réservoirs », *Comprendre l'électricité*, Montréal : Hydro-Québec. <https://www.hydroquebec.com/comprendre/hydroelectricite/gestion-eau.html>
- Hydro-Québec (2026c) *Production d'électricité*, Montréal : Hydro-Québec. <https://www.hydroquebec.com/production/>

- INSPQ (2024) « Effets sociaux et communautaires et acceptabilité sociale des parcs éoliens », *Fiches synthèses thématiques : éoliennes et santé publique*, No de publication : 3468, Institut national de santé publique du Québec (INSPEQ).
- IPCC (2022) *Summary for Policymakers* [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, E.S. Poloczanska, K. Mintenbeck, M. Tignor, A. Alegría, M. Craig, S. Langsdorf, S. Löschke, V. Möller, A. Okem (eds.)]. In: *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [H.-O. Pörtner, D.C. Roberts, M. Tignor, E.S. Poloczanska, K. Mintenbeck, A. Alegría, M. Craig, S. Langsdorf, S. Löschke, V. Möller, A. Okem, B. Rama (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA, pp. 3–33, doi:10.1017/9781009325844.001
- Lanot G. et Vesterberg M. (2021) « The price elasticity of electricity demand when marginal incentives are very large », *Energy Economics*, Volume 104, 105604.
- Lanoué R. et Mousseau N. (2014) *Maîtriser notre avenir énergétique - Pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous*, Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, Ministère des Ressources naturelles, Gouvernement du Québec.
- MAMH et MCC (2022) *Mieux habiter et bâtir notre territoire - Politique nationale de l'architecture et de l'aménagement du territoire - vision stratégique*, Québec : ministère des Affaires municipales et de l'Habitation (MAMH) et ministère de la Culture et des Communications (MCC).
- MEIE (2026) *Rapport préliminaire en vue de l'établissement du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques (PGIRE)*. Québec : ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie (MEIE).
- MTATVL (2025) *Projet de Stratégie nationale bas-carbone (SNBC) 3 - décembre 2025*, Paris : ministères de la Transition écologique, de l'Aménagement du territoire, des Transports, de la Ville et du Logement (MTATVL). <https://www.ecologie.gouv.fr/politiques-publiques/3e-strategie-nationale-bas-carbone-snbc-3>
- MTQ (2018) *Transporter le Québec vers la modernité - Politique de mobilité durable 2030*, Québec : ministère des Transports, de la Mobilité durable et de l'Électrification des transports (MTQ).
- NEP (2025) *Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045, Version 2025, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*, Netzentwicklungsplan (NEP). <https://www.netzentwicklungsplan.de/en/nep-aktuell/netzentwicklungsplan-20372045-2025>
- NERC (2025) *2025 ERO Reliability Risk Priorities Report*, Washington : North American Electric Reliability Corporation (NERC).
- Norwegian Ministry of Energy (2025a) « Electricity production », *Energy Facts – Norway*, Oslo : Norwegian Ministry of Energy. <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftproduksjon/>
- Norwegian Ministry of Energy (2025b) « Ownership in the energy sector », *Energy Facts – Norway*, Oslo : Norwegian Ministry of Energy. <https://energifaktanorge.no/en/om-energisektoren/eierskap-i-kraftsektoren/>
- Norwegian Ministry of Energy (2025c) « The power market », *Energy Facts – Norway*, Oslo : Norwegian Ministry of Energy. <https://energifaktanorge.no/en/norsk-energiforsyning/kraftmarkedet/>
- Norwegian Ministry of Energy (2025d) « Main elements of Norwegian energy policy », *Energy Facts – Norway*, Oslo : Norwegian Ministry of Energy. <https://energifaktanorge.no/en/om-energisektoren/verdt-a-vite-om-norsk-energipolitikk/>

- Norwegian Ministry of Energy (2026) *Offshore Wind*, Oslo : Norwegian Ministry of Energy. <https://www.regjeringen.no/en/topics/energy/renewable-energy/havvind/id2830329/>
- OPG (2026) *Small Modular Reactors | Darlington SMR OPG*, Oshawa : Ontario Power Generation (OPG). <https://www.opg.com/projects-services/projects/nuclear/smr/darlington-smr/>
- REC (2019) *Aperçu du marché : Coût actualisé de la conduite des véhicules électriques et des véhicules classiques*, Calgary : Régie de l'énergie du Canada (REC). <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/aperçu-marches/2019/aperçu-marche-cout-actualise-conduite-vehicules-electriques-vehicules-classiques.html>
- Rodriguez Sarasty J.A., Debia S., Pineau P.-O. (2021) « Deep decarbonization in Northeastern North America: The value of electricity market integration and hydropower », *Energy Policy*, vol. 152, 2021, p. 1-13.
- RTE (2022) *Futurs énergétiques 2050 - Rapport complet*, Le réseau de transport d'électricité (RTE). <https://www.rte-france.com/donnees-publications/etudes-prospectives/futurs-energetique-2050>
- Statistique Canada (2025) *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire en térajoules, annuel*, Tableau 25-10-0029-01, Ottawa : Statistique Canada.
- Santé Canada (2025) *Apports nutritionnels de référence : Équations servant à estimer le besoin énergétique*, Ottawa : Santé Canada. <https://www.canada.ca/fr/sante-canada/services/aliments-nutrition/saine-alimentation/apports-nutritionnels-reference/tableaux/equations-servant-estimer-besoin-energetique.html>
- Síkl V., Havráňková Z., Kudela P., et Kudelova A. (2025) « Price elasticity of electricity revisited: A meta-analysis », *IES Working Paper*, No. 17/2025, Charles University in Prague, Institute of Economic Studies (IES), Prague.
- Whitmore, J. (2026). *Commentaires | Rapport préliminaire en vue de l'établissement du Plan de gestion intégré des ressources énergétiques (PGIRE)*, présentés à la Régie de l'énergie du Québec dans le cadre de Demande d'avis (dossier R-4329-2026), https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2026/02/Commentaires_PGIRE-prel_v5.pdf
- Whitmore J. et Pineau P.-O. (2025) *État de l'énergie au Québec 2025*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le gouvernement du Québec, <https://energie.hec.ca/eeq/>
- Whitmore J. et Pineau P.-O. (2026) *État de l'énergie au Québec 2026*, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le gouvernement du Québec, <https://energie.hec.ca/eeq/>
- Whitmore J., Pineau P.-O., Harvey J. (2025) *Productivité énergétique : un levier stratégique pour la transition énergétique et la compétitivité économique*, rapport préparé pour le gouvernement du Québec, Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, <https://energie.hec.ca/productiviteenergetique/>
- WNA (2026) *Country profiles - Nuclear Power in Finland*, London : World Nuclear Association. <https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-a-f/finland#new-nuclear-capacity>

Annexes

Annexe 1. Le secteur de l'électricité en Norvège comparé au Québec

La Norvège est similaire au Québec, à bien des égards, quant à son système électrique. Dans les deux états l'hydroélectricité représente 88 % de la capacité de production électrique. Cette capacité est de 40 334 MW en Norvège (Norwegian Ministry of Energy, 2025a), alors que le Québec a total de 46 275 MW (Whitmore et Pineau, 2026). La capacité de stockage dans les réservoirs est de 87 TWh en Norvège et de 176 TWh au Québec (Hydro-Québec, 2026b). Dans les deux territoires, la capacité éolienne a pris beaucoup d'ampleur dans les dernières années et représente l'essentiel des ajouts de capacité.

La Norvège structure cependant son secteur de l'électricité d'une manière bien différente, comme l'illustre le tableau A1. Au Québec, Hydro-Québec est le joueur dominant, présent dans les principaux maillons du secteur (production, transport, distribution). En Norvège, les entreprises sont aussi majoritairement de propriété publique, comme au Québec, mais un plus grand nombre d'acteurs sont présents.

Tableau A1 Structures du secteur de l'électricité au Québec et en Norvège

	Québec Whitmore et Pineau (2026)	Norvège Norwegian Ministry of Energy (2025a et b)
Production (2024)	185 TWh Hydro-Québec (83 %) Producteur privés (<100)	157 TWh Statkraft SF (35 %) Municipalités, producteurs privés (420 producteurs)
Marché de gros	Hydro-Québec	Nord Pool
Transport	Hydro-Québec	Statnett SF
Distribution	Hydro-Québec 10 redistributeurs	85 companies, beaucoup de municipalités
Régulateur	Régie de l'énergie	Norwegian Energy Regulatory Authority (NVE-RME)

Deux autres éléments importants distinguent la Norvège du Québec, pour le secteur de l'électricité (Norwegian Ministry of Energy, 2025c) :

- **Principes de marché.** Si une régulation existe pour les tarifs de transport et de distribution, le prix de l'électricité en Norvège repose sur le jeu continu de l'offre et de la demande, dans lequel des prix horaires sont définis selon les conditions du marché.
- **Intégration régionale.** Le marché norvégien est étroitement intégré avec celui de ses voisins (Finlande, Suède, Danemark), ainsi qu'avec le marché européen. Cela assure une plus grande efficacité de l'usage des ressources, ainsi qu'une plus grande transparence.

Quatre grands domaines sont jugés prioritaires pour la politique énergétique norvégienne (Norwegian Ministry of Energy, 2025d) : (1) Sécurité des approvisionnements; (2) Profitabilité du développement de l'énergie renouvelable; (3) Usage de l'énergie efficace et respectueux du climat; et (4) Création de valeur pour les ressources norvégienne.

Étant donné l'importance du signal de prix dans le fonctionnement du marché norvégien, le développement des nouvelles sources d'énergie renouvelables ne doit pas échapper à ce principe et le gouvernement prend la peine de noter que :

Renewable production should be developed on the basis of profitability, allowing Norway's renewable energy resources to be used in a way that creates the maximum value for society at the lowest possible cost. (Norwegian Ministry of Energy, 2025d)

Cela n'empêche pas le gouvernement norvégien d'offrir des subventions pour le développement de certains projets, par exemple pour les futurs parcs éoliens extracôtiers (Norwegian Ministry of Energy, 2026; ESA, 2025).

Annexe 2. Plans intégrés énergie et climat - France et Allemagne

La France et l'Allemagne possèdent un historique plus riche que le Québec (et que la Norvège) dans l'élaboration de plans intégrés énergie et climat. Leurs démarches peuvent servir d'inspiration.

France

En France, l'action climatique gouvernementale est coordonnée par la « stratégie nationale bas carbone » (SNBC). C'est une feuille de route élaborée par le gouvernement français depuis 2015 et révisée tous les cinq ans. La troisième SNBC est actuellement à l'état de projet et ouverte à la consultation, voir le document MTATVL (2025).

La SNBC contient :

- **L'objectif de long terme** : neutralité carbone en 2050 et réduire l'empreinte carbone des Français.
- **Une trajectoire cible** pour y parvenir : chemin crédible de transition atteignant l'objectif de long terme et des objectifs cadres intermédiaires.
- **Des budgets carbone** adoptés par décret : il s'agit de plafonds d'émissions de GES à ne pas dépasser, déclinés par secteurs d'activité et par gaz à effet de serre.
- **Des orientations de politiques publiques.**

Pour tenter de coordonner davantage les acteurs énergétiques et sociaux, un plan plus technique sur les *Futurs énergétiques 2050* a été élaboré par l'opérateur du réseau de transport électrique de France (RTE, 2022), en collaboration avec un grand nombre d'acteurs. Il décrit différents scénarios menant à la carboneutralité, dont les trois scénarios de demande présentés dans le graphique 2. Le document détaille aussi à travers plusieurs analyses (techniques, économiques, environnementales, sociales) les choix et compromis à réaliser pour atteindre les objectifs de carboneutralité.

Allemagne

L'Allemagne a déposé un plan intégré énergie-climat (BMWK, 2024) qui s'articule autour des cinq grandes dimensions mises de l'avant par l'Union Européenne : (1) décarbonation, (2) efficacité énergétique, (3) sécurité énergétique, (4) marché énergétique interne et (5) recherche, innovation et compétitivité.

Ce plan établit les objectifs et les cibles, les politiques ainsi que les mesures spécifiques, et évalue enfin les impacts attendus. Ces impacts couvrent les impacts énergétiques et d'émissions de GES, mais aussi les impacts macroéconomiques et, dans la mesure du possible, les impacts sur la santé, l'environnement, l'emploi et l'éducation, les compétences et les impacts sociaux (BMK, 2024 :324).

L'Allemagne a demandé à ses quatre opérateurs de réseau électrique (TenneT TSO; Amprion; 50Hertz Transmission; TransnetBW) de développer un plan plus technique, le *Plan de développement du réseau électricité 2037 avec perspectives jusqu'en 2045* (Netzentwicklungsplan Strom 2037 mit Ausblick 2045; NEP, 2025). C'est dans ce plan que des scénarios de demande sont développés, tels que présentés dans le graphique 2.