

Gestion de la demande de pointe d'électricité au Québec dans un contexte de décarbonation

Document de travail - Version préliminaire

Auteurs
Éloïse Edom
Louis Beaumier
Normand Mousseau

Octobre 2023

Gestion de la demande de pointe d'électricité au Québec dans un contexte de décarbonation

Document de travail- *Version préliminaire*

Éloïse Edom, M. Sc. A. - Associée de recherche

Louis Beaumier, M. Sc. A. - Directeur exécutif

Normand Mousseau, Ph. D - Directeur scientifique, professeur de physique, Université de Montréal

À propos de l'Institut de l'énergie Trottier (IET)

Créé en 2013, grâce à un don généreux de la Fondation familiale Trottier, l'IET a pour but d'aider à former une nouvelle génération d'ingénieurs et de scientifiques qui comprennent les enjeux énergétiques, de soutenir la recherche de solutions durables pour aider à accomplir la transition qui s'impose et de contribuer à la diffusion des connaissances et aux débats sur les questions énergétiques. Ce mandat en fait une institution unique au Canada dans le secteur de l'énergie.

Basé à Polytechnique Montréal, l'IET rassemble des professeurs-chercheurs de HEC, de Polytechnique et de l'Université de Montréal. Cette diversité d'expertises permet la formation d'équipes de travail transdisciplinaires, condition essentielle à la compréhension systémique des enjeux énergétiques dans le contexte de lutte aux changements climatiques.

Web : iet.polymtl.ca | Twitter : @EnergieTrottier

Remerciements

Les auteurs tiennent à remercier le Scientifique en chef du Québec pour le soutien financier ayant permis la réalisation de cette étude.

Note aux lecteurs

Le présent document est un travail en cours d'élaboration et sera enrichi des apports des principales parties prenantes. Il servira de base à une plus large concertation qui sera réalisée par l'entremise d'un groupe de travail qui se réunira à l'automne 2023. Vous êtes invité à partager vos commentaires en contactant directement Éloïse Edom par courriel à eloise.edom@polymtl.ca.

Ces travaux sont menés en collaboration avec l'[Accélérateur de transition](#).

Avertissement

Ce rapport n'engage que la responsabilité des auteurs.

Pour citer ce rapport : Edom, É., Beaumier, L., Mousseau, N. (2023). *Gestion de la demande de pointe d'électricité au Québec dans un contexte de décarbonation*. Rapport préliminaire, Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.

<https://iet.polymtl.ca/publications/rapport/rapport-gestion-de-la-demande-de-pointe-delectricite-au-quebec-dans-un-contexte-de-decarbonation/>

Résumé

La décarbonation des secteurs économiques au Québec et la croissance de la population créeront des besoins additionnels substantiels en électricité de l'ordre d'une centaine de térawattheures supplémentaires à l'horizon 2050. Or, Hydro-Québec, cet acteur clé du secteur de l'électricité, perçoit la gestion de la pointe de demande d'électricité comme un obstacle presque insurmontable à une électrification accrue du Québec. Cette pointe représente une contrainte forte pour le dimensionnement des capacités de production, transport et distribution de l'électricité, même si elle ne représente qu'une centaine d'heures, au maximum, durant l'hiver. Les solutions actuellement proposées, comme la tarification dynamique, sont inadaptées pour gérer la pointe hivernale ; d'autres, comme la biénergie électricité-gaz naturel, sont incompatibles avec la carboneutralité. Au-delà des mesures de contrôle de la demande globale, il est crucial de développer rapidement des stratégies de gestion de pointe compatibles avec les objectifs climatiques à long terme et qui permettent de diminuer, d'éliminer ou de contourner cet obstacle. La pointe hivernale que connaît le Québec deviendra la norme à travers le Canada et dans le nord des États-Unis. Dans ce contexte, le développement d'une stratégie pour relever les défis liés à l'électrification massive est non seulement un élément central de toute trajectoire vers l'objectif de carboneutralité annoncé par le gouvernement du Québec, mais est également une façon de mettre le Québec dans une position de leader.

Proposition de départ

Nous proposons d'explorer un cadre réglementaire soutenant **une répartition alternative des responsabilités pour la gestion de la pointe et soutenant une approche de gestion décentralisée.**

Les clients visés par cette réglementation devraient être, en premier lieu, tous ceux nouvellement branchés, incluant ceux du secteur multirésidentiel, commercial, institutionnel, manufacturier et industriel. **Ceux-ci auraient alors l'entière responsabilité de la gestion de la pointe hivernale.**

Dans le processus de développement de cette réglementation, plusieurs éléments doivent être définis et évalués :

- les critères permettant de définir ce qu'est la pointe de demande au Québec, et ce qu'est un événement de pointe (période de l'année, critère de puissance, de température, de localisation...), ainsi que leurs impacts sur les différents secteurs concernés ;
- des répartitions alternatives des responsabilités pour la gestion de pointe favorisant des approches plus décentralisées (rôle des gouvernements – le provincial, les municipalités, d'Hydro-Québec, des citoyens, d'autres acteurs) ;
- différentes options technologiques telles que les systèmes de stockage décentralisés (thermique, chimique), les systèmes de chauffage à faibles émissions ayant un faible impact sur la pointe (exemple : les thermopompes géothermiques), l'autoconsommation, l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments (enveloppe, systèmes de chauffage, ventilation et air climatisé, méthodologie de gestion de la consommation), les nanoréseaux et microréseaux ;
- la compatibilité avec nos engagements climatiques.

Table des matières

Table des matières	2
Liste des tableaux	1
Liste des figures	1
Liste des encadrés	2
Résumé	1
1 Synthèse des enjeux	1
2 Portrait actuel de la demande énergétique au Québec	3
2.1 La demande en énergie	3
2.2 La production, l'importation et l'exportation d'énergie	4
2.3 La structure du marché de l'électricité au Québec	5
2.4 Les importations et les exportations	6
2.5 Les infrastructures électriques	6
2.6 État des lieux des chantiers d'électrification et de décarbonation	8
3 Le rôle de l'électricité dans l'avenir.....	10
3.1 Les résultats des Perspectives énergétiques canadiennes : projection d'un avenir carboneutre pour le Québec.....	10
<i>Commentaires sur les secteurs</i>	12
3.2 Perspectives d'Hydro-Québec sur l'évolution de la demande	13
3.3 Perspectives d'Hydro-Sherbrooke	16
3.4 Commentaires généraux sur les secteurs	16
3.4.1 L'agriculture.....	18
3.4.2 Le bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel).....	18
3.4.3 L'industrie	19
3.4.4 Le transport routier.....	19
4 Une définition de la demande de pointe électrique	21
4.1 La demande et la pointe de demande	21
4.2 La demande de pointe saisonnière	21
4.3 Importance de la prévision de la demande future	24
4.4 Quelques définitions actuelles	24
4.4.1 Le cas de la France	24
4.4.2 Le cas des États-Unis	26
4.5 La pointe hivernale au Québec	28
4.6 Synthèse des comparaisons.....	31
5 L'évolution de la pointe saisonnière : impacts de la décarbonation	33

5.1	Les tendances selon les régions.....	33
5.1.1	En Europe	33
5.1.2	Les États-Unis	35
5.2	L'évolution de la pointe saisonnière au Québec.....	36
6	Les stratégies actuelles de gestion de la pointe et leurs limites dans un futur carboneutre.....	39
6.1	La gestion de la demande de pointe aux États-Unis.....	40
6.2	Gestion de la demande de pointe en France	43
6.3	La gestion de la demande de pointe ailleurs au Canada.....	43
6.4	La gestion de la demande de pointe au Québec	44
6.4.1	La tarification dynamique, électricité interruptible et pilotage d'approvisionnements ponctuels.....	44
6.4.2	Biénergie électricité-gaz naturel.....	45
6.4.3	Les données sur la performance de ses programmes.....	46
6.4.4	Mesures d'efficacité énergétiques.....	46
6.4.5	La centrale de pointe de Bécancour	46
7	Cadre légal et réglementaire autour de l'électricité et des bâtiments.....	49
8	Les prochaines étapes : évaluer et proposer des pistes de solutions compatibles avec la cible de carboneutralité en 2050.....	51
	Bibliographie.....	53

Liste des tableaux

Tableau 1 : Principales cibles que se sont fixés le gouvernement du Québec, Hydro-Québec et Énergir dans le cadre de la lutte contre les changements climatiques, et devant contribuer à la réduction des émissions de GES du Québec	8
Tableau 2 : Consommation d'énergie finale au Québec par type pour tous les secteurs* en 2019 et projections à l'horizon 2030, 2040 et 2050 – CN50	10
Tableau 3 : Consommation d'électricité par secteur et part qu'elle représente dans l'énergie totale consommée par secteur	12
Tableau 4 : Projection de l'évolution de la demande en 2032 mesurée par rapport à 2023 par Hydro-Québec [TWh]	13
Tableau 5 : Prévision de la contribution en puissance des usages à la pointe hivernale de 2023 à 2032	15
Tableau 6 : Quelques caractéristiques des secteurs économiques dans un contexte d'électrification	17
Tableau 7 : Classement des industries en fonction de leurs besoins pour s'électrifier	19
Tableau 8 : Demande en puissance de la 100e heure la plus élevée	30
Tableau 9 : Caractéristique décrivant la pointe dans plusieurs régions.....	31
Tableau 10 : Aléa global pour le scénario de forte croissance	37
Tableau 11 : Programmes de gestion de la demande (énergie et puissance) d'entreprises de service public d'électricité aux États-Unis	41
Tableau 12 : Exemple de mesures pour la gestion de la pointe en France.....	43
Tableau 13 : Tarification dynamique et option d'électricité interruptible proposée par Hydro-Québec pour différentes catégories de clients.....	45
Tableau 14 : Performance en termes de mégawatts effacés, des programmes de tarification dynamique et d'option d'électricité interruptible offerts par Hydro-Québec pour l'hiver 2022-2023	46
Tableau 15 : Principales lois encadrant l'électricité et les bâtiments au Québec	49

Liste des figures

Figure 1 : Consommation d'énergie au Québec en 2020 par forme d'énergie (à gauche), et par secteur (à droite)	3
Figure 2 : Flux énergétiques au Québec en 2020	5
Figure 3 : Infrastructures électriques d'Hydro-Québec.....	7
Figure 4 : Schéma montrant des courbes de demandes en puissance types illustrant la différence entre les périodes d'occurrence des pointes de consommation en été et en hiver.....	21
Figure 5 : Exemple de profils de puissance de la consommation par usages (à températures de référence) en France.....	25
Figure 6 : Profil de demande quotidienne type [GWh] pour plusieurs régions des États-Unis ...	27

Figure 7 : Courbe de demande pour les journées de pointes maximales en hiver (bleu) et en été (orange) en 2022.....	28
Figure 8 : Profil horaire des besoins réguliers du distributeur (2024 et 2032) avec la courbe des puissances classées de l'électricité patrimoniale	29
Figure 9 : Les 100 heures d'appels de puissance les plus élevés de 2022, Québec.....	30
Figure 10 : Évolution des courbes de puissance classée entre 2019 et 2050.....	35
Figure 11 : Estimation de l'ampleur de la demande de pointe et répartition des 100 heures d'appels de puissance les plus élevés par état pour 2015 (à gauche) et 2050 dans le cadre du scénario élevé (à droite).....	35
Figure 12 : Le déplacement de la demande de pointe saisonnière due à l'électrification.....	36
Figure 13 : Évolution de la pointe de demande hivernale, prévisions et réelles	37
Figure 14 : Déclinaisons des approches de gestion de la demande	39
Figure 15 : Classification des programmes de gestion de la demande.....	41

Liste des encadrés

Encadré 1 : Le scénario « carboneutralité à l'horizon 2050 » (CN50) des Perspectives énergétiques canadiennes 2021 – Horizon 2060	10
Encadré 2 : La productivité, l'efficacité et la sobriété énergétiques, trois concepts différents	22
Encadré 3 : Une définition adaptée au contexte québécois et compatible avec la carboneutralité	31
Encadré 4 : Commentaires sur l'approche d'Hydro-Québec	46

1 Synthèse des enjeux

La carboneutralité à l'horizon 2050 implique nécessairement une forte croissance de la demande d'électricité.

La décarbonation des secteurs économiques au Québec créera des besoins additionnels en électricité. **Plusieurs exercices de modélisation indiquent que cette augmentation sera de grande ampleur, de l'ordre d'une centaine de térawattheures supplémentaires à l'horizon 2050, soit entre 50 % et 65 % de l'électricité qui est présentement consommée au Québec** (Dunsky, 2021 ; Langlois-Bertrand et al., 2021). Les exercices de modélisation arrivent à ce constat en appliquant toutes les mesures de productivité énergétique et d'efficacité énergétique économiquement rentables, à tissu industriel constant.

Or, dans la réalité, la productivité et l'efficacité énergétiques ne livrent jamais aux niveaux optimaux. De même, l'arrivée de nouvelles industries et une croissance de la population plus forte que ce qui était prévu ces dernières années devraient contribuer à augmenter de manière significative la demande en électricité par rapport à ce qui est déjà projeté. Il est donc certain que les besoins additionnels en électricité dépasseront les projections à l'horizon 2050 et même bien avant.

Il existe un fossé entre les plans d'investissements des services publics d'électricité et les trajectoires de décarbonation.

Une récente étude (Edom et al., 2022) menée par l'IET a souligné et quantifié l'ampleur du décalage entre la planification actuelle des investissements des services publics d'électricité des provinces du centre et de l'est du Canada, incluant le Québec, et les efforts qu'il faut fournir pour atteindre les objectifs climatiques des gouvernements provinciaux et fédéral. **Ces services publics d'électricité ont tendance à minimiser la croissance de la demande d'électricité.** Cela peut être dû au fait qu'on observe dans les documents de planification de ces services publics, un manque de vision à long terme concernant les trajectoires possibles qu'il serait souhaitable d'adopter pour soutenir les efforts de décarbonation par l'électrification. Par ailleurs, cette planification semble sous-estimer la volonté des citoyennes, des citoyens, et des entreprises de contribuer à la décarbonation de notre société.

Des chantiers urgents doivent être mis en œuvre pour outiller les différents acteurs de la transition énergétique.

Après l'analyse des données recueillies à travers la documentation et des ateliers de consultation d'experts, **l'étude a identifié six chantiers urgents à traiter afin de lever des freins majeurs à la transition énergétique, et d'outiller les acteurs de cette transition.** Ces six chantiers visent la réglementation, la tarification, la gestion de la demande, les données, le soutien à la mise en œuvre, la résilience, et la gestion de la pointe de demande d'électricité.

La gestion de la demande de pointe dans un contexte de décarbonation est un défi à relever rapidement.

Pour une configuration de réseau électrique classique (production centralisée avec écoulement de puissance vers les sites de consommation), la pointe de demande d'électricité

est souvent une contrainte forte pour le dimensionnement des capacités de production, transport et distribution de l'électricité. **Au Québec, cette pointe se produit en hiver pour une durée totale d'environ 100 heures, soit un peu plus de 1 % de l'année.** Alors que le Québec dispose de suffisamment d'énergie électrique (TWh) pour avancer rapidement sur l'électrification, **cette pointe présente un enjeu de puissance (GW) qui est perçu par Hydro-Québec¹, l'un des acteurs clés du secteur de l'électricité, comme un obstacle presque insurmontable à une électrification accrue du Québec.** Les solutions actuellement proposées, comme la tarification dynamique, sont inadaptées pour gérer la pointe hivernale ; d'autres, comme la biénergie électricité-gaz naturel, sont incompatibles avec la carboneutralité.

Au-delà des mesures de contrôle de la demande globale, **il est crucial de développer rapidement des stratégies de gestion de pointe compatibles avec les objectifs climatiques à long terme** et qui permettent de diminuer, d'éliminer ou de contourner cet obstacle lié historiquement au chauffage des bâtiments, mais qui, avec l'électrification, voit de nouveaux usages l'impacter, comme la recharge des véhicules électriques.

Positionner le Québec comme un leader de la décarbonation en Amérique du Nord.

La pointe hivernale que connaît le Québec deviendra la norme à travers le Canada et dans le nord des États-Unis, où l'électrification des services fera en sorte que les pointes de demande vont de plus en plus s'aligner en périodes hivernales. Dans ce contexte, **le développement d'une stratégie pour relever les défis liés à l'électrification massive est non seulement un élément central de toute trajectoire vers l'objectif de carboneutralité annoncé par le gouvernement du Québec, mais est également une façon de mettre le Québec dans une position de leader** pour définir les solutions et la réglementation encadrant la pointe hivernale, et créer un écosystème d'entreprises capables d'offrir des services aux autres territoires qui feront face à des circonstances similaires.

¹ Hydro-Québec a subi en 2021 une restructuration qui a éliminé les différentes divisions et réorganisé les services en groupes. Toutefois pour différencier le producteur du distributeur, lorsque cela contribue à la clarté du texte, les expressions Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Distribution seront utilisées.

2 Portrait actuel de la demande énergétique au Québec

2.1 La demande en énergie

En 2020, la consommation totale d'énergie au Québec a été impactée par les changements d'habitudes dus au contexte de crise sanitaire de la covid-19. Cette consommation a été de 470 TWh (1693 PJ), l'électricité représentant 42 % de ce total, les combustibles fossiles 50 % et les biocombustibles 8 %. Le plus gros consommateur d'énergie dans la province est le secteur industriel (35 %), suivi du transport (24 %) et des bâtiments (35 %) (Whitmore & Pineau, 2023).

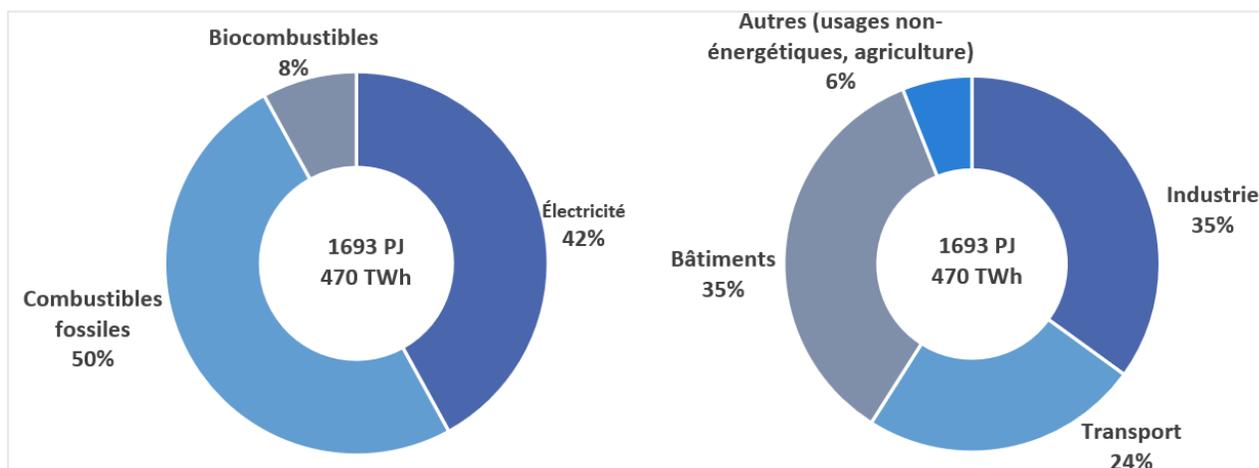


Figure 1 : Consommation d'énergie au Québec en 2020 par forme d'énergie (à gauche), et par secteur (à droite)

Source : Adapté de (Whitmore & Pineau, 2023)

Dans les bâtiments résidentiels, plus de 65 % de l'énergie consommée pour le chauffage d'espace est de l'électricité (Ressources naturelles Canada, 2022 b). Cette situation est un héritage des campagnes de commercialisation de l'électricité menées par Hydro-Québec dans les années 1980 (Hydro-Québec, 2002). Pour les bâtiments institutionnels et commerciaux, c'est le gaz naturel qui est prépondérant, 57 % en 2019 (Ressources naturelles Canada, 2022a). Dans le transport, les hydrocarbures comblent plus de 96 % de la demande énergétique, tandis que dans le secteur industriel l'électricité est le principal vecteur énergétique consommé (50 % en 2020), suivi du gaz naturel (22 %), des biocombustibles (15 %) et des produits pétroliers (10 %) (Whitmore & Pineau, 2023).

Au Québec, le pic de demande d'électricité est saisonnier et, généralement, concentré sur une centaine d'heures. Il a lieu en hiver, typiquement au mois de janvier ou février. En 2023, la

pointe, qui s'est étirée sur une quarantaine d'heures tout au plus, a atteint près de 42 500 MW, soit plus de 87 % de la puissance installée d'Hydro-Québec² (Soleil, 2023).

2.2 La production, l'importation et l'exportation d'énergie

Le Québec est la province qui produit le plus d'électricité au Canada, avec une production annuelle de 212 TWh³ en 2021 (Gouvernement du Canada, 2022 ; Hydro-Québec, 2022e). **La quasi-totalité de la production d'électricité (99 %) est assurée par des sources d'énergie renouvelable**, soit l'hydroélectricité, et l'énergie éolienne. En 2021, ces deux sources ont représenté 94 % et 5 % de la production totale (Whitmore & Pineau, 2023). La biomasse est aussi une source d'énergie locale qui sert à produire de l'électricité, environ 1 TWh, mais surtout des biocombustibles pour le chauffage dans les bâtiments et pour la chaleur industriel, au total un peu plus de 150 PJ de biocombustibles ont été consommés en 2019 (Whitmore & Pineau, 2023). Le principal producteur d'électricité est Hydro-Québec, mais il y a plusieurs producteurs privés qui détiennent et opèrent des parcs éoliens, des centrales de cogénération à la biomasse et au biogaz, ainsi que de la petite hydraulique. L'unique autre producteur de grande hydraulique au Québec est Rio Tinto Alcan dans la région du Saguenay-Lac-Saint-Jean.

La province importe la totalité des combustibles fossiles qu'elle consomme (pétrole brut, gaz naturel, charbon). Les produits pétroliers bruts, qui proviennent entièrement des États-Unis et d'autres provinces canadiennes, sont raffinés localement dans les deux raffineries présentes sur le territoire. Le Québec importe également une partie de son électricité, en provenance principalement des chutes Churchill de Terre-Neuve-et-Labrador (environ 112 PJ soit 31 TWh). Le Québec exporte des produits pétroliers raffinés (PPR) et de l'électricité, en 2020, ce sont 261 PJ et 131 PJ (soit 36,4 TWh) respectivement qui ont été exportées.

² Cela inclut les sites de production appartenant à Hydro-Québec et situés au Québec, les sites de productions au Québec des producteurs privés qui approvisionnent Hydro-Québec, ainsi que la centrale de Churchill Falls.

³ Cette valeur n'inclut pas la production des producteurs industriels qui font de l'autoconsommation.

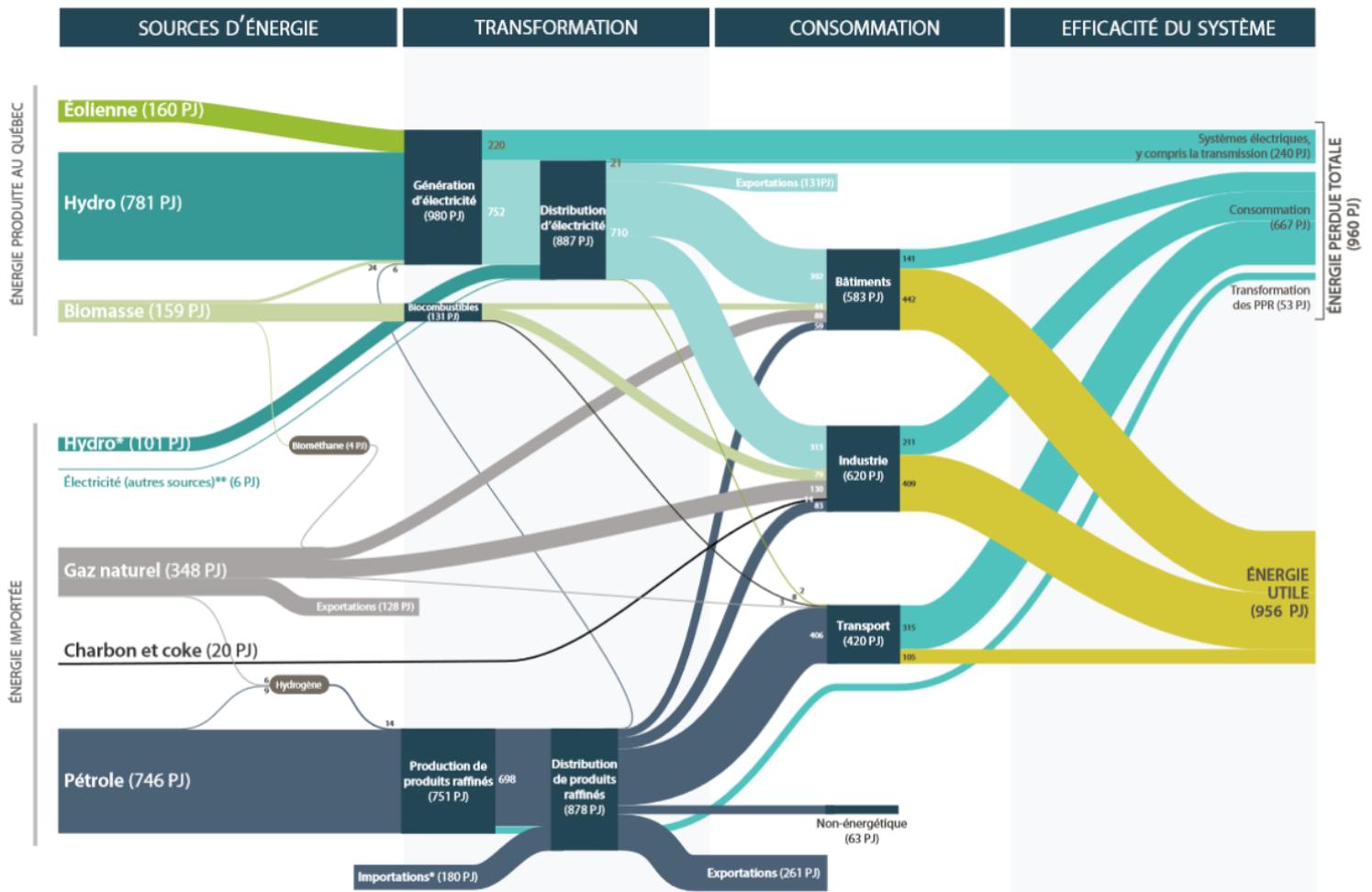


Figure 2 : Flux énergétiques au Québec en 2020
 Source : Adapté de (Whitmore & Pineau, 2023)

2.3 La structure du marché de l'électricité au Québec

La distribution et le transport d'électricité sont réglementés par la Régie de l'énergie. Hydro-Québec, une société d'État, détient un quasi-monopole sur la production, le transport et la distribution d'électricité. En 2021, les divisions Hydro-Québec ont été abolies et réorganisées au sein de groupes. Les quatre principaux groupes sont : Stratégie et développement ; Planification intégrée des besoins énergétiques et risques ; Infrastructures et système énergétique ; et Exploitation et expérience client.

En plus du réseau principal de distribution d'électricité, il existe neuf réseaux municipaux et un réseau coopératif qui, ensemble, achètent chaque année environ 4,5 TWh d'énergie électrique à Hydro-Québec. Si la production d'électricité pour la consommation intérieure et l'exportation est dominée par Hydro-Québec, la province compte également de nombreux producteurs indépendants qui gèrent notamment des parcs éoliens, des centrales de cogénération à la biomasse et au gaz et des petites centrales hydroélectriques. La plupart des

producteurs indépendants ont signé des contrats d’approvisionnement avec Hydro-Québec Distribution, à l’exception du contrat de Churchill Falls qui est géré par Hydro-Québec Production.

2.4 Les importations et les exportations

Le Québec a des interconnexions avec trois autres provinces canadiennes, soit le Nouveau-Brunswick, Terre-Neuve-et-Labrador et l’Ontario, ainsi qu’avec deux régions américaines, soit l’État de New York et la Nouvelle-Angleterre. Les infrastructures de transport interprovinciales et internationales servent généralement autant pour l’importation que pour l’exportation d’électricité, à l’exception de l’interconnexion avec Terre-Neuve-et-Labrador qui est exclusivement utilisée pour importer de l’électricité produite par la centrale de Churchill Falls.

Le Québec est un exportateur net d’électricité. En 2022, il a importé un total de 35,1 TWh, principalement de Terre-Neuve-et-Labrador (98 %), et exporté environ 36 TWh, dont plus de 60 % sont allés vers la Nouvelle-Angleterre et l’État de New York.

Les contrats d’exportation actifs sont avec :

- le Vermont : 1,3 TWh jusqu’en 2038;
- le Nouveau-Brunswick : 2,4 TWh par an de 2020 à 2040 ;

Les deux plus récents contrats d’exportations obtenus par Hydro-Québec sont avec :

- la Nouvelle-Angleterre : 9,45 TWh par an pendant 20 ans. La date de début de livraison initialement prévue en 2022 a été repoussée à une date indéterminée à cause de l’opposition rencontrée dans l’état du Maine ;
- New York : 8 TWh par an pendant 25 ans. Le début des livraisons est prévu en 2025 (Bouchet & Pineau, 2020).

Ces contrats à long terme représentent un peu plus de 20 TWh d’exportation par année, soit l’équivalent d’environ 55 % de l’énergie exportée en 2022. Une fois que les livraisons de ces trois contrats seront actives, cela changera de la tendance actuelle qui est que le Québec exporte son électricité en grande majorité sur les marchés à très court terme (*day-ahead*, et *real-time*).

2.5 Les infrastructures électriques

La puissance installée au Québec est d’un peu plus de 43 000 MW⁴. Le Québec compte quarante-cinq centrales hydroélectriques de plus de 100 MW, et quarante-trois parcs éoliens. À cela s’ajoutent de nombreuses centrales hydroélectriques de moins de 100 MW, des centrales de cogénérations (biomasse et biogaz), et des centrales au diesel (alimentant les réseaux autonomes), en plus d’une centrale fonctionnant au gaz naturel qui est sollicitée pour répondre à la demande de pointe hivernale. Plus récemment, deux centrales photovoltaïques ont été mises en service.

⁴ 43 052 MW = Puissance installée HQ + Producteurs indépendants = 37 439 MW + 5 613 MW. À cela s’ajoute les 5428 MW de Churchill Falls pour un total de 48 480 MW (Hydro-Québec, 2023a)

Dans la province, les principales infrastructures de production sont situées loin des zones de consommation, le réseau de transport d'électricité forme donc une sorte de « V » (Figure 3). La production se situe aux extrémités du « V », dans le nord, et la consommation est localisée à la base du « V », vers le sud. Ce réseau de transport d'électricité, qui est géré par Hydro-Québec, est un des plus vastes de l'Amérique de Nord (Hydro-Québec, s. d.-a).

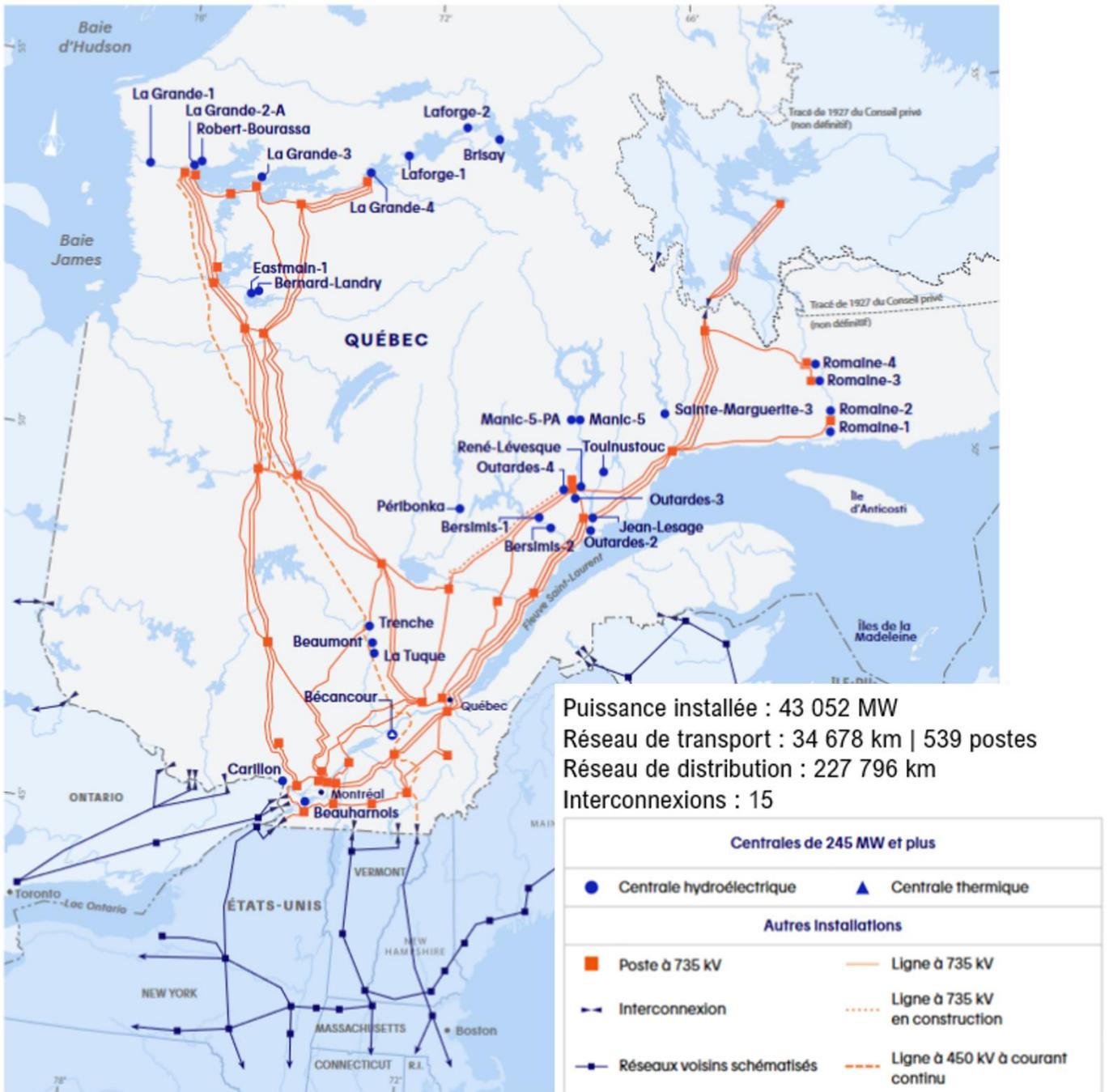


Figure 3 : Infrastructures électriques d'Hydro-Québec
 Source : Adapté de (Hydro-Québec, 2023a)

Le réseau de distribution d'Hydro-Québec compte près de 227 800 km de lignes et plus de 630 000 transformateurs aériens. Cela ne prend pas en compte les neuf réseaux municipaux et la coopérative qui, ensemble, alimentent environ 160 000 abonnés. Le nombre d'abonnements à Hydro-Québec s'élevait à 4 508 906 pour l'année 2022. Selon le rapport de la vérificatrice générale de Québec sorti en décembre 2022, Hydro-Québec est confrontée à un vieillissement de ses actifs du réseau de distribution et à une dégradation de sa fiabilité (Vérificatrice générale du Québec, 2022).

Par ailleurs, au cours de la dernière année seulement, la résilience du réseau de distribution a aussi été mise à l'épreuve par plusieurs intempéries causant des pannes qui ont duré plusieurs jours à certains endroits, avec en fin décembre 2022 une tempête de neige, et en début avril 2023 un épisode de verglas pour ne citer que les plus récents événements météorologiques.

2.6 État des lieux des chantiers d'électrification et de décarbonation

La cible annoncée par le gouvernement du Québec pour l'horizon 2030 vise une réduction des émissions de GES de 37,5 % sous leur niveau de 1990. Cette cible est inscrite dans la loi sur la qualité de l'environnement. Cela équivaut à une réduction d'environ 24 Mt CO₂ éq. entre 2021 et 2030. Le gouvernement du Québec a aussi annoncé son objectif d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050, toutefois, cet objectif n'est pas encore inscrit dans la loi.

Les trajectoires de transition pour atteindre les objectifs se déclinent en de nombreuses cibles spécifiques aux différents secteurs économiques. Le gouvernement détermine le cadre et les principaux objectifs, puis les autres acteurs définissent leurs propres cibles et mesures. Le tableau ci-dessous résume les principales cibles que se sont fixés le gouvernement du Québec ainsi que deux acteurs clés du paysage énergétique du Québec, Hydro-Québec et Énergir.

Tableau 1 : Principales cibles que se sont fixés le gouvernement du Québec, Hydro-Québec et Énergir dans le cadre de la lutte contre les changements climatiques, et devant contribuer à la réduction des émissions de GES du Québec

Gouvernement du Québec	
Plan de mise en œuvre 2023-2028 du Plan pour une économie verte 2030	
Bâtiments	50 % de réduction des émissions liées au chauffage des bâtiments en 2030 par rapport à 1990
	60 % de réduction des émissions du parc immobilier gouvernemental en 2030
Transport	Avoir 2 millions de véhicules de promenade électriques en circulation au Québec d'ici 2030
	Aucune vente de véhicules automobiles et de camions légers à essence neuf à partir de 2035
	55 % des autobus urbains et 65 % des autobus scolaires électrifiés en 2030
	100 % des automobiles, VUS, fourgonnettes et minifourgonnettes du gouvernement et 25 % de ses camionnettes électrifiées en 2030
Hydro-Québec	
	Mesure totalisant une réduction de 4 TWh en 2025

Économie d'énergie	Mesure totalisant une réduction de 8,2TWh en 2029
Production	Accroître la capacité de production de 5 000 MW (améliorations de centrales hydroélectriques existantes : 2 000 MW d'ici 2035 ; éolien : 3 000 MW de projets prêts à être lancés à partir de 2026)
Réseaux autonomes	70 % d'énergie renouvelable d'ici 2025
	80 % d'énergie renouvelable d'ici 2030
Transport	Déployer 2 545 véhicules électriques ou hybrides rechargeables à l'horizon 2026 (sur un parc de 9 700 véhicules)
	Installer 4500 bornes de recharge standard dans les centres urbains (municipalités) d'ici 2028
	Installer 2500 bornes de recharge rapide d'ici 2030
Énergir	
Efficacité énergétique	Accroître le nombre de projets d'efficacité énergétique
Gaz naturel renouvelable	Injecter au moins 10 % de GNR dans le réseau gazier à l'horizon 2030
Biénergie	Développer la complémentarité forte entre les réseaux gazier et électrique

Sources : (Énergir, 2021 ; Gouvernement du Québec, 2023 ; Hydro-Québec, 2022d).

Au Québec, la principale source d'émission de GES lors de la phase d'utilisation des bâtiments est très largement le chauffage d'espace et le chauffage de l'eau à partir d'équipements fonctionnant avec des combustibles fossiles. La cible de réduction de 50 % d'ici 2030 par rapport à 1990, se traduit par une réduction de 1,5 Mt CO₂ éq. entre 2021 et 2030.

Dans sa plus récente version du plan de mise en œuvre du Plan pour une économie verte 2030, le gouvernement du Québec estime que les mesures proposées couvrent environ 60 % du total des réductions d'émissions à atteindre d'ici 2030.

3 Le rôle de l'électricité dans l'avenir

3.1 Les résultats des Perspectives énergétiques canadiennes : projection d'un avenir carboneutre pour le Québec

Selon tous les scénarios vers la carboneutralité évalués dans les Perspectives énergétiques canadiennes 2021 (PEC2021) (Langlois-Bertrand et al., 2021), **la quantité totale d'énergie consommée diminue. Toutefois, la quantité d'électricité consommée augmente**, tout comme sa part dans le mix d'énergie finale pour atteindre environ 55 % du mix en 2050 contre 20 % en 2019. La tendance est similaire pour le Québec où la consommation d'électricité passe de 202 TWh en 2019, soit 38 % de l'énergie totale consommée, à 277 TWh, soit un peu plus de 60 % de l'énergie totale consommée en 2050 (Tableau 2). Cette tendance se décline aussi dans tous les secteurs économiques (Tableau 3).

Tableau 2 : Consommation d'énergie finale au Québec par type pour tous les secteurs* en 2019 et projections à l'horizon 2030, 2040 et 2050 – CN50

	2019 (État de l'énergie 2022)	2030 (CN50 PEC2021)	2040	2050
Consommation totale d'énergie [PJ]	1919	1700	1625	1634
Électricité [PJ]	729	682	823	998
Électricité [TWh]	202	189	228	277
Part de l'électricité par rapport à la demande énergétique totale	38 %	40 %	51 %	61 %

* Cela n'inclut pas la consommation d'énergie pour la production d'énergie

Sources : (Langlois-Bertrand et al., 2021 ; Whitmore & Pineau, 2022)

Encadré 1 : Le scénario « carboneutralité à l'horizon 2050 » (CN50) des Perspectives énergétiques canadiennes 2021 – Horizon 2060

Les objectifs des Perspectives énergétiques canadiennes 2021 – Horizon 2060

Les PEC2021 visent à permettre de mieux comprendre de ce qui se passe aujourd'hui afin d'être davantage en mesure d'examiner de quelle façon nous pourrions créer le Canada de demain. Cet objectif global se décline en trois sous-objectifs :

- Identifier des trajectoires possibles permettant d'atteindre les objectifs de carboneutralité que se fixent les gouvernements en fonction de différentes

échelles temporelles et des divers choix qui s’offrent à nous pour réaliser ces objectifs ;

- Permettre une analyse détaillée des différences qui existent entre les provinces au sein de ces trajectoires ;
- Fournir une analyse approfondie des principaux aspects liés à l’atteinte de la carboneutralité, par opposition à une simple réduction des émissions.

Ce rapport se concentre sur la transformation qui est en cours dans le secteur énergétique du Canada et il étudie l’impact de celle-ci sur l’économie générale ainsi que sa dépendance à l’égard de diverses mesures provinciales et fédérales de réduction des émissions de GES.

Une définition de la carboneutralité basée sur l’Accord de Paris

Pour cet exercice, **la carboneutralité est définie comme étant un bilan d’émissions nettes nul à l’échelle de la société dans les pays relevant de la juridiction de l’Accord de Paris en excluant les émissions positives ou négatives liées à l’utilisation des terres, au changement d’affectation des terres et à la foresterie.**

En vertu de celui-ci, chaque pays est responsable de l’ensemble des émissions qui sont générées à partir de son territoire, quel que soit le bénéficiaire final de ces émissions. Certains problèmes techniques entraînent des différences dans le décompte spécifique de ces émissions et, par extension, dans la définition précise que l’on donne au fait d’être « carboneutre ». L’idée générale demeure toutefois que l’on considère qu’une telle société n’aurait aucun impact « net » sur l’atmosphère en termes d’émissions de GES, ce qui limiterait sa contribution au réchauffement climatique.

L’évaluation de trois scénarios

Les PEC2021 se concentrent sur trois scénarios de réduction des émissions de GES qui mènent à la carboneutralité à des années différentes (2045, 2050, et 2060), un scénario de référence pour la situation de statu quo, et un scénario de référence supplémentaire qui prend en compte l’impact du calendrier de tarification du carbone jusqu’en 2030. Tous les scénarios sont analysés par l’entremise du modèle énergétique nord-américain TIMES (NATEM), développé et exécuté par la firme ESMIA Consultants.

Le scénario utilisé comme référence dans ce rapport

Le présent rapport aborde la question de la gestion de la pointe de demande d’électricité dans un contexte de décarbonation compatible avec l’objectif de carboneutralité à l’horizon 2050. Parmi les scénarios explorés dans les PEC2021, le CN50 est celui qui décrit le mieux ce contexte. Les résultats de l’optimisation basée sur ce scénario sont donc ceux utilisés comme projection pour analyser le rôle de l’électricité dans l’avenir (voir Tableau 2 et Tableau 3).

Le scénario CN50

Ce scénario impose un objectif de carboneutralité pour l'ensemble de l'équivalent CO₂ émis d'ici 2050 ainsi qu'un objectif de 40 % de réduction des émissions d'ici 2030 par rapport à 2005. C'est le scénario qui correspond de plus près aux objectifs mis en place par le gouvernement fédéral actuel.

Commentaires sur les secteurs

Les résultats de la modélisation réalisée dans le cadre de PEC2021 montrent que **les deux secteurs consommant le plus d'électricité à l'horizon 2050 sont l'industrie et les bâtiments résidentiels** (Tableau 3). Le secteur de l'agriculture opère une électrification presque complète, l'électricité représente 94 % de l'énergie consommée à l'horizon 2050. La part de l'électricité dans les secteurs du bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel) est similaire, soit près de 90 % à l'horizon 2050. La demande d'électricité des bâtiments commerciaux et institutionnels augmente de près de 50 % alors qu'elle reste relativement stable pour les bâtiments résidentiels. **Le transport est le secteur qui connaît la croissance de demande d'électricité la plus marquée**, en passant d'une demande de 448 GWh en 2019 à environ 42 200 GWh en 2050, soit une demande environ quatre-vingt-dix fois plus élevée qu'en 2019.

Tableau 3 : Consommation d'électricité par secteur et part qu'elle représente dans l'énergie totale consommée par secteur

[GWh]	Demande d'électricité 2019	Part de l'électricité 2019	Demande d'électricité 2030	Part de l'électricité 2030	Demande d'électricité 2040	Part de l'électricité 2040	Demande d'électricité 2050	Part de l'électricité 2050
Agriculture	2 239	21 %	2 432	74 %	2 549	84 %	2 708	94 %
Commercial et Institutionnel	39 553	53 %	38 534	72 %	49 171	82 %	58 607	87 %
Résidentiel	71 004	74 %	65 613		67 768		70 682	
Industrie	90 620	50 %	70 855	45 %	81 565	51 %	99 087	55 %
Transport⁵	448	0,3 %	10 846	6 %	22 904	16 %	42 205	36 %
Demande d'électricité totale	203 863		188 280		223 957		273 289	

Sources : (Langlois-Bertrand et al., 2021 ; Whitmore & Pineau, 2022)

La baisse de la demande d'électricité observée à l'horizon 2030 dans les secteurs des bâtiments (commercial, institutionnel, et résidentiel) et de l'industrie est principalement causée par une amélioration de la productivité énergétique qui découle du déploiement de

⁵ Le secteur transport présenté ici inclut le transport de passagers, le transport de marchandises, et le transport hors route, pour tous les modes de transport.

technologies plus performantes, telles que les thermopompes, en particulier pour le chauffage d’espace et d’eau, et la production de chaleur industrielle de faible à moyenne température jusqu’à environ 150 °C.

Bien que l’exercice de projection réalisé dans les PEC2021 ne capte que partiellement le phénomène de pointe de demande — en utilisant des journées types et des tranches horaires types —, il souligne tout de même l’ampleur de la croissance de la demande d’électricité en particulier dans les bâtiments commerciaux et institutionnels, et le transport.

3.2 Perspectives d’Hydro-Québec sur l’évolution de la demande

Dans son plus récent plan stratégique, Hydro-Québec annonce des besoins d’électricité supplémentaire de l’ordre de la centaine de térawattheures à l’horizon 2050 pour être en mesure de décarboner la société québécoise. Son dernier plan d’approvisionnement, qui couvre l’horizon 2023-2032, identifie plusieurs moteurs de croissance de la demande.

Hydro-Québec classe ces moteurs de croissance de la demande en trois catégories : la croissance de base, les nouvelles technologies, et les secteurs émergents. La croissance de base inclut la croissance « naturelle » qui concerne l’augmentation de la demande causée par l’évolution économique et démographique, ainsi que la croissance due à l’électrification du chauffage des bâtiments et des procédés industriels. La catégorie « nouvelles technologies » regroupe la production photovoltaïque décentralisée, ainsi que l’électrification des transports. Enfin, la catégorie « secteurs émergents » regroupe la production d’hydrogène à faible émission de carbone, la filière des batteries, les centres de données, les serres, et les chaînes de blocs. Il est toutefois possible de réorganiser ces moteurs de demande en fonction des secteurs économiques suivants : les bâtiments commerciaux et institutionnels, les bâtiments résidentiels, et l’industrie (Tableau 4).

Tableau 4 : Projection de l’évolution de la demande en 2032 mesurée par rapport à 2023 par Hydro-Québec [TWh]

								Croissance nette
Résidentiel	Nouveaux abonnements	Recharge véhicules électriques	Électrification du chauffage	Autre	Efficacité énergétique	Réchauffement climatique	Production photovoltaïque distribuée	8,6
	4,1	5	1	3	-3,6	-0,5	-0,4	
Commercial	Secteurs émergents	Recharge véhicules électriques	Électrification du chauffage	Autre	Efficacité énergétique	Réchauffement climatique	Production photovoltaïque distribuée	9,6
	5,5	2,5	1,2	3,8	-3,1	-0,3	-0,3	
Industriel	Alumineries	Sidérurgie, fonte et affinage	Mines	Divers manufacturiers	Pétrole et chimie	Pâtes et papiers	Industriel PME	6,6
	1,8	1,3	3,1	0,4	2,1	-1,1	-0,2	

Source : (Hydro-Québec, 2022c)

Pour répondre à ces besoins sur l'horizon 2023-2032, Hydro-Québec identifie diverses sources d'approvisionnement. Aujourd'hui, en plus de l'électricité patrimoniale qui comble 80 % à 90 % des besoins, son portefeuille d'approvisionnement compte sur des contrats à long terme avec Hydro-Québec production, notamment le bloc patrimonial, et des producteurs privés, ainsi que sur des mesures de gestion de la demande, comme Hilo, la tarification dynamique, l'option de la gestion de puissance de la clientèle d'affaires, ou encore les options d'électricité interruptible avec la clientèle industrielle, qui visent une réduction d'environ 9 TWh et de 3 000 MW d'ici l'hiver 2031-2032 (Hydro-Québec, 2022a). Enfin, le marché de court terme (*spot*) devrait combler les besoins restant à hauteur maximale de 6 TWh, et de 1 100 MW.

Tableau 5 : Prévision de la contribution en puissance des usages à la pointe hivernale de 2023 à 2032

[MW]	Années								
	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28	28-29	29-30	30-31	31-32
Chauffage d'espace – résidentiel	14 949	15 092	15 209	15 308	15 580	15 439	15 475	15 502	15 531
Chauffage d'espace – commercial	3 698	3 720	3 738	3 754	3 764	3 772	3 775	3 781	3 787
Eau chaude résidentielle	2 056	2 060	2 069	2 079	2 096	2 100	2 110	2 122	2 140
Industrie	8 508	8 661	8 797	8 873	8 961	9 014	9 063	9 101	9 149
Hydrogène / biométhanisation	12	34	49	66	114	162	226	259	293
Filière batterie	2	74	145	150	155	160	165	170	175
Centres de données	152	177	256	335	413	492	568	635	688
Chaînes de blocs	265	280	308	328	336	336	336	336	336
Serres	211	244	261	292	319	328	344	345	363
Véhicules électriques	166	233	298	386	510	688	940	1 282	1 799
Photovoltaïque	-1	-1	-2	-4	-4	-5	-5	-5	-4
Autres usages	10 102	9 971	9 832	9 753	9 693	9 671	9 630	9 566	9 440
TOTAL	40 120	40 545	40 960	41 320	41 937	42 157	42 627	43 094	43 697

Source : (Hydro-Québec, 2022c)

Selon les prévisions d'Hydro-Québec, le besoin de puissance à la pointe hivernale augmentera d'environ 3500 MW à l'horizon 2031-2032 pour atteindre une demande de pointe totale de près de 43 700 MW. De plus, toujours selon ces prévisions, le palier de 42 000 MW ne serait dépassé qu'à partir de l'hiver 2028-2029. Rappelons toutefois que **la pointe de l'hiver 2022-2023, avec des froids presque records, a dépassé ce palier en s'établissant à environ 42 500 MW, devançant de 5 ans les projections du plan 2023-2032** (Hydro-Québec, 2022c). Ce pic est atteint alors que nous sommes tout au début de la croissance de la demande d'électricité du secteur du transport. Cette demande devrait être multipliée par dix d'ici 2032 selon les prévisions d'Hydro-Québec, et par vingt selon les prévisions des PEC2021. De plus, aucune nouvelle grosse industrie ne s'est branchée au réseau au courant de l'année 2022, début 2023.

Dans le document Plan d’approvisionnement 2023-2032 – Prévion de la demande, complément d’information (2022 b) Hydro-Québec caractérise l’aléa global⁶ qui s’applique à ces prévisions en émettant l’hypothèse que ce dernier est asymétrique : la probabilité que la demande réelle dépasse les prévisions est plus élevée que celle d’une demande surévaluée par les prévisions. Or, la pointe vécue à l’hiver 2022-2023 est au-dessus des prévisions pour cet hiver même en incluant l’aléa global⁷.

3.3 Perspectives d’Hydro-Sherbrooke

Hydro-Sherbrooke envisage une croissance de la demande principalement causée par la diffusion des véhicules électriques. Selon leurs projections, la croissance de la population dans la région sera faible en partie à cause d’une modification des règlements d’urbanisme qui freine l’étalement des habitations. Toutefois, les derniers recensements (2021) montrent un taux de croissance de la population nettement plus élevé, 7,2 %, que la moyenne de la province du Québec, 4,1 %, entre 2016 et 2021 (Statistique Canada, 2022). Par ailleurs, cela fait maintenant plusieurs années que les prévisions de croissance démographiques sont en deçà de ce qui est observé dans la réalité. Il y a donc une grande incertitude quant à l’évolution de la population. Du côté de l’industrie, les parcs industriels de la région semblent avoir atteint leur capacité en termes d’espace disponible.

3.4 Commentaires généraux sur les secteurs

L’électrification massive de nombreux services à travers tous les secteurs de l’économie permettra très souvent d’importants gains en termes d’efficacité énergétique. Le Québec possède déjà un réseau électrique étendu, capable de supporter des demandes d’électricité importantes. Toutefois, ces actifs sont vieillissants, et doivent être modernisés et rehaussés, en particulier le réseau de distribution. En plus d’améliorer la fiabilité, la modernisation et le rehaussement doivent permettre au réseau de supporter l’électrification des services, tout en améliorant la résilience du système électrique face aux impacts des changements climatiques.

⁶ L’aléa global est défini par la combinaison indépendante de l’aléa climatique et de l’aléa sur la demande prévue. L’aléa climatique représente l’impact des conditions climatiques sur les besoins d’électricité. L’aléa sur la demande prévue provient de l’aléa associé aux variables économiques et démographiques, à la diffusion des technologies émergentes, à l’impact des secteurs émergents, ainsi qu’à des erreurs intrinsèques de modélisation (Hydro-Québec, 2022c). C’est en quelque sorte l’incertitude des projections.

⁷ Prévion pointe hiver 22-23 + aléa global 2023 = 39 851 MW + 1800 MW = 41 651 MW < Pointe réelle hiver 22-23 ≈ 42 500 MW (Figure 5.1 et tableau 6.4 de Hydro-Québec 2022).

Tableau 6 : Quelques caractéristiques des secteurs économiques dans un contexte d'électrification

	Des caractéristiques pouvant influencer la contribution à la pointe	Des transformations à venir	Des défis pour l'électrification	Références
Agriculture	<ul style="list-style-type: none"> • La demande suit un cycle saisonnier qui est influencé par les conditions météorologiques durant la période de croissance et de conditionnement des produits. Cela se traduit par une demande plus élevée que la consommation annuelle de base sur une courte période (quelques semaines). 	<ul style="list-style-type: none"> • La production hautement mécanisée • Les biotechnologies • L'agriculture de précision 	<ul style="list-style-type: none"> • Un approvisionnement fiable d'électricité triphasée dans les zones rurales pour alimenter la machinerie • Le coût de l'approvisionnement pour une demande à grande variabilité saisonnière 	(Liu et al., 2018 ; Miranowski, 2005)
Bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel)	<ul style="list-style-type: none"> • La demande d'électricité des systèmes de chauffage électriques varie en fonction des conditions météorologiques (température, couvert nuageux, etc.), plus les températures sont basses et plus la demande est élevée. 	<ul style="list-style-type: none"> • L'accélération de l'électrification du chauffage d'espace et de l'eau, en particulier dans les secteurs commercial et institutionnel • Des modifications des usages (télétravail, logement connecté, etc.) • De nouvelles approches d'aménagement du territoire (réorganisation de l'occupation de l'espace pour densifier les villes) 	<ul style="list-style-type: none"> • La croissance de la population • La capacité du réseau de distribution 	(Pedroli & Mousseau, 2020, 2022)
Industrie	<ul style="list-style-type: none"> • Un profil de demande assez constant au courant de l'année • Une demande pouvant parfois être élevée (plusieurs dizaines de MW par usine) • Une demande qui peut être flexible (interruption, baisse du niveau de demande, etc.) 	<ul style="list-style-type: none"> • L'électrification d'une partie de la chaleur des procédés • L'utilisation d'autres produits décarbonés (exemple : hydrogène vert) 	<ul style="list-style-type: none"> • Repenser les procédés et l'organisation des usines pour augmenter la productivité énergétique, et optimiser l'utilisation de l'électricité en termes d'énergie totale consommée, mais aussi de pic d'appel de puissance 	(Furszyfer Del Rio et al., 2022 ; MEI, s. d. ; Pineau et al., 2019)

Transport routier	<ul style="list-style-type: none"> • La recharge des véhicules à des bornes rapides engendre des besoins en puissance élevés et brefs (de l'ordre de 20 min), mais qui sont répétés au courant d'une journée ou d'une année. 	<ul style="list-style-type: none"> • Le développement des bornes ultrarapides • Le développement et déploiement des véhicules autonomes 	<ul style="list-style-type: none"> • Une chaîne d'approvisionnement capable de satisfaire à la demande • Le déploiement des infrastructures de recharge • L'augmentation de la densité énergétique des batteries pour le transport lourd 	(Acharige et al., 2023 ; Meadowcroft, 2021)
--------------------------	---	---	---	---

3.4.1 L'agriculture

La crise sanitaire de la covid-19 a impacté les chaînes d'approvisionnement alimentaires. Dans ce contexte, **en 2020, le gouvernement du Québec a formulé des objectifs visant une plus grande autonomie alimentaire, notamment en doublant les surfaces de culture en serre en 5 ans** (Cabinet du ministre de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation, 2020). Pour supporter l'atteinte de ces objectifs, le gouvernement a mis en place, entre autres, un programme d'extension du réseau triphasé en milieu rural. De plus, Hydro-Québec propose maintenant une option tarifaire pour le chauffage des espaces destinés à la culture des végétaux, qui s'ajoute à l'option tarifaire pour l'éclairage de photosynthèse déjà en place (Hydro-Québec, s. d.-c).

En mars 2023, plus de 340 nouvelles serres ont été construites, ce qui représente une augmentation de 66 hectares de la surface de culture, soit 54 % de la cible de 2025 (Cameron, 2023). Hydro-Québec prévoit une croissance du besoin en puissance à la pointe hivernale pour les serres de 128 MW en 2020, à 261 MW en 2025, soit le double en 5 ans (Hydro-Québec, 2022c).

3.4.2 Le bâtiment (résidentiel, commercial et institutionnel)

L'électrification des services, en particulier du chauffage, fera en sorte que les pointes de demande vont de plus en plus s'aligner en périodes hivernales, et cela à l'échelle du Canada et du nord des États-Unis. Cependant, il y a d'autres facteurs culturels et économiques (ex. : tolérance à la chaleur, capacité financière) qui pourraient impacter la demande future des consommateurs selon les variations régionales des températures (Wenz et al., 2017).

L'utilisation de systèmes de climatisation ou de chauffage plus efficaces pourrait diminuer l'impact sur la demande de pointe. L'électrification des bâtiments respectant des normes élevées d'efficacité énergétique aura un impact moins élevé sur la demande de pointe par rapport aux bâtiments ayant une enveloppe moins performante. La performance énergétique des bâtiments dépend souvent des règlements et normes en place lors de leur construction.

Des villes se positionnent pour sortir complètement les énergies fossiles pour le chauffage dans les bâtiments. Par exemple, Montréal vise la carboneutralité dans le secteur des bâtiments à l'horizon 2040 (Bureau de la transition écologique et de la résilience, 2022)

Selon les PEC2021 (Langlois-Bertrand et al., 2021), **le bâtiment est un des secteurs qui peut et qui doit être rapidement décarboné pour s’approcher de la cible de 2030 et atteindre celle de 2050.** Selon les projections des PEC2021, la part de l’électricité dans les bâtiments atteint 87 % à l’horizon 2050, dominées par les thermopompes (à air ou géothermiques).

3.4.3 L’industrie

Les industries au Québec doivent mener leur décarbonation dans un contexte où les critères environnementaux influencent grandement leur capacité à maintenir leur compétitivité sur les marchés mondiaux. L’industrie est un secteur hétéroclite en termes de profils de demande, de besoins, de contraintes réglementaires, etc. Il sera donc nécessaire de développer et déployer des solutions adaptées à chaque type d’industrie.

Dans une de ces études sur l’électrification à grande échelle des services énergétiques aux États-Unis, le National Renewable Energy Laboratory (NREL) propose une classification des types d’industries selon les besoins en énergie finale et selon les technologies d’électrification applicable. Le Tableau 7 ci-dessous résume ce classement, qui souligne que **la demande d’électricité dans le secteur industriel proviendra avant tout des procédés.**

Tableau 7 : Classement des industries en fonction de leurs besoins pour s’électrifier

Industrial Subsector	End Use	Representative Electrotechnology
All manufacturing industries and agriculture	Building HVAC	Industrial heat pump
	Machine drive	Electric machine drive
Food, chemicals, transportation equipment, plastics, and other manufacturing	Process heat	Electric boiler
Food	Process heat	Industrial heat pump
Chemicals	Process heat	Resistance heating
		Industrial heat pump
Glass and glass products	Process heat	Direct resistance melting (electric glass melt furnace)
Primary metals	Process heat	Induction furnace
Transportation equipment	Process heat	Induction furnace
Plastic and rubber products	Process heat	Resistance heating
	Process heat	Infrared processing
Other manufacturing	Process heat	Resistance heating
Other wood products and printing and related support	Process heat: curing	Ultraviolet curing

Source : (Jadun et al., 2017)

3.4.4 Le transport routier

D’un point de vue technologique, l’électrification massive des véhicules fait généralement consensus pour la décarbonation du transport routier et ferroviaire de passagers (véhicules personnels, bus, trains...) ainsi que pour le transport de marchandises des derniers kilomètres. Pour le transport lourd, la tendance est moins claire et plusieurs options sont encore explorées,

incluant les batteries, l'hydrogène, les caténaires, les biocarburants et les carburants synthétiques.

Depuis plusieurs années, les véhicules de promenade sont de plus en plus gros et lourds, ce qui fait que la consommation d'énergie par véhicule ne cesse d'augmenter. Plusieurs acteurs de la société appellent à mettre en place une réglementation qui permet d'inverser cette tendance. Par exemple, l'arrondissement Rosemont-La Petite-Patrie, à Montréal, a annoncé qu'il fixera le prix des vignettes de stationnement en fonction de la masse des véhicules (Rosemont–La Petite-Patrie, 2023).

Par ailleurs, au Québec, les cibles pour les véhicules électriques sont encore loin d'être atteintes, en date du 31 décembre 2022, 170 592⁸ véhicules électriques étaient immatriculés au Québec, ce qui représente 8,5 % de la cible de 2030. Il y a actuellement 955 bornes de recharges rapides de déployées au Québec (AVÉQ, 2023).

⁸ Ce nombre inclus tous les véhicules entièrement électriques et hybrides rechargeables (AVÉQ, 2023).

4 Une définition de la demande de pointe électrique

4.1 La demande et la pointe de demande

La demande électrique a typiquement trois niveaux de cycles : journalier (matin – soir), hebdomadaire (jours travaillés – fin de semaine ou jours fériés) et annuel (saisons). La demande d'électricité est en partie influencée par la météo, elle est dite « thermosensible » (Özkizilkaya, 2014). **La thermosensibilité de la demande électrique réfère à la sensibilité de la consommation d'électricité à la variation de la température de l'air extérieur** en dessous ou au-dessus d'une certaine température durant l'hiver et l'été respectivement. Plus la température diminue en hiver, plus la demande en électricité augmente à cause de certains usages comme le chauffage d'espace ou la recharge de véhicules électriques. La thermosensibilité de la demande n'est pas toujours linéaire à cause de l'impact de certains équipements tels que les thermopompes – qui nécessitent un chauffage d'appoint lorsque les températures sont très basses – ainsi que la thermalisation de l'enveloppe des bâtiments.

La demande de pointe d'électricité correspond aux périodes de l'année durant lesquelles la demande de puissance en électricité est la plus élevée. Ces pointes peuvent être liées au cycle journalier (pointe infrajournalière) ou annuel (pointe saisonnière).

4.2 La demande de pointe saisonnière

Les régions qui connaissent des journées très froides en hiver et dont le chauffage d'espace et d'eau est majoritairement assuré par des systèmes électriques connaissent une augmentation significative de la demande en électricité lors d'épisodes de température extrême ; on parle alors d'une pointe de demande d'électricité hivernale, ou pointe hivernale. De façon similaire, dans les régions qui connaissent des journées très chaudes en été et des hivers doux, le pic de demande a lieu durant l'été à cause de la forte demande en climatisation durant la journée ; on parle alors d'une pointe estivale. Les pointes hivernale et estivale ont des caractéristiques différentes : la pointe estivale a généralement lieu en après-midi jusqu'au début de soirée (environ de 16 h à 20 h) ; en hiver il y a typiquement deux pointes, une première tôt le matin lorsque les personnes se réveillent et se préparent pour leur journée, et une seconde en début de soirée quand les personnes retournent à leurs résidences (US EIA, 2020).

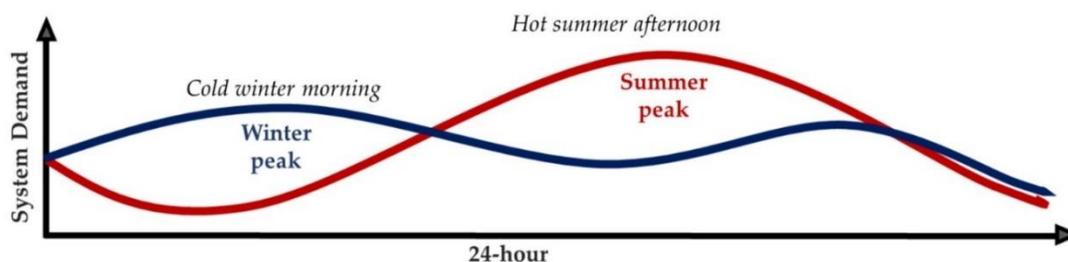


Figure 4 : Schéma montrant des courbes de demandes en puissance types illustrant la différence entre les périodes d'occurrence des pointes de consommation en été et en hiver

Source : (Keskar et al., 2023a)

Encadré 2 : La productivité, l'efficacité et la sobriété énergétiques, trois concepts différents

En 2018, le Québec s'est doté d'un Plan directeur en transition, innovation, et efficacité énergétique dans lequel la transition énergétique est définie comme étant l'abandon progressif de l'énergie produite à partir de combustibles fossiles en faveur des diverses formes d'énergies renouvelables et sobres en carbone. Elle correspond également à des changements dans les comportements, dans le but d'éliminer la surconsommation et le gaspillage d'énergie, et à l'émergence d'une culture de l'efficacité énergétique. Le plan précise que cette transition s'appuie sur trois piliers qui sont : la sobriété énergétique, l'efficacité énergétique, et l'électrification directe.

À la suite des graves événements géopolitiques qui ont secoué l'Europe en 2022, le secteur de l'énergie y a été fortement déstabilisé. En réponse à cela, la France a rapidement développé un plan national de sobriété énergétique. Au Québec, ce terme a été repris dans les médias et par plusieurs acteurs politiques, et a été mis en lien avec les besoins d'énergie à venir pour réussir la décarbonation de notre société. Il semble avoir parfois eu de la confusion entre trois concepts : l'efficacité, la productivité, et la sobriété énergétique.

Afin de clarifier ces termes, leurs définitions sont présentées ci-dessous.

La sobriété énergétique

Commençons par présenter quelques définitions générales de la notion de sobriété. Dans le chapitre sur la demande, les services et les aspects sociaux de l'atténuation des impacts des changements climatiques de son 6^e rapport, le GIEC définit l'atténuation du côté de la demande comme une approche qui « englobe les changements dans l'utilisation des infrastructures, l'adoption de technologies pour l'utilisation finale, ainsi que les changements socioculturels et comportementaux ». Cette définition est ensuite déclinée en plusieurs concepts, notamment celui de politiques publiques « d'évitement » (« Avoid » Policies), qui consiste à mettre en place des politiques agissant du côté de la demande et supportant la réduction de la consommation d'énergie dans les différents secteurs économiques. Un des exemples cités pour illustrer la définition est le réaménagement des villes pour les rendre plus compactes, et faciliter ainsi les déplacements par modes actifs (GIEC, 2023). Cela réduit les besoins de déplacement par des moyens motorisés comme le véhicule léger personnel, ce qui se traduit par moins de kilowattheures, et éventuellement de kilowatts, nécessaires dans un secteur du transport routier bientôt entièrement électrifié.

L'association négaWatt, basée en France, définit la sobriété comme « une démarche de modération sur les services rendus par la consommation d'énergie à l'opposé de la surconsommation » (Chatelin, 2016). Cette définition est articulée autour de quatre éléments :

- la sobriété structurelle qui consiste à créer les conditions de modération grâce à une organisation de l'espace ou des activités appropriées (comme l'exemple de l'aménagement des villes cité ci-dessus),

- la sobriété dimensionnelle qui concerne le bon dimensionnement des équipements (par exemple : légiférer pour limiter la taille des véhicules personnels qui sont de plus en plus gros et lourds, et qui consomment de plus en plus d'énergie par véhicule),
- la sobriété d'usage qui porte sur la bonne utilisation des équipements en vue de réduire la consommation (par exemple : étendre la durée de vie des équipements comme les téléphones mobiles),
- la sobriété conviviale qui prône la mutualisation d'équipements et de leur utilisation (par exemple : l'autopartage).

Enfin, dans la mise à niveau 2026 de son Plan directeur en transition, innovation, et efficacité énergétiques, le gouvernement du Québec définit la sobriété énergétique comme étant le fait de réduire la consommation d'énergie liée à la production ou à l'utilisation d'un bien ou d'un service donné afin d'atteindre une réduction globale de la consommation énergétique. Il précise que l'approche de sobriété énergétique implique la remise en question des choix individuels et collectifs (MERN, 2022).

Pour synthétiser, **la sobriété énergétique consiste à faire des choix de modération des biens et des services produits et consommés, c'est une modification des usages volontaire et organisée.** Une telle approche contribue à réduire la demande en énergie. Ces choix peuvent être faits à l'échelle individuelle, mais sont surtout collectifs. Ils doivent être supportés par un cadre structurel mettant en place des conditions favorables à la modération (proposition de nouveaux modèles économiques compatibles avec les limites de ressources planétaires ; organisation des espaces et des activités ; disponibilités des solutions à faible complexité technologique (low tech) ; réglementation de la publicité ; etc.).

La productivité énergétique et l'efficacité énergétique

Au niveau microéconomique, **la productivité énergétique est la mesure de la valeur ajoutée d'une activité de production par unité d'énergie consommée** (Whitmore et al., 2019). La productivité énergétique aborde la proposition de valeur globale pour l'utilisateur et l'économie au sens large en utilisant « mieux » l'énergie (Jutsen, 2015). Cela se traduit par une augmentation de la valeur créée (par exemple : augmentation des profits) par unité d'énergie consommée (par exemple : GJ d'électricité). Ce concept implique une approche globale qui intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur, d'un bien ou service. Cela va au-delà du simple remplacement d'équipements, et peut inclure, entre autres, de réorganiser l'aménagement de l'espace ; de revoir la logistique d'approvisionnement, de distribution ; de repenser les procédés ; d'améliorer la gestion d'inventaires ; etc.

L'efficacité énergétique consiste à fournir un même bien ou service avec une technologie consommant moins d'énergie (Whitmore et al., 2019). C'est un des outils pour améliorer la productivité énergétique. Par exemple, remplacer une chaudière utilisée dans un procédé pour une chaudière plus efficace, permet des gains d'efficacité énergétique, mais cela n'est qu'une pièce d'un projet d'amélioration de productivité énergétique. Il est même possible qu'un déploiement incohérent de mesures d'efficacité énergétique isolées ne mène pas à un gain de productivité énergétique.

Un des effets observés d'une meilleure productivité énergétique et d'une meilleure efficacité énergétique, si ces mesures sont déployées sans cadres et objectifs clairs, est « l'effet rebond »,

c'est-à-dire une augmentation de la consommation totale d'énergie due à une augmentation de la consommation de biens et services à la suite de gains en productivité énergétique. Un exemple courant est celui des véhicules légers qui ont vu l'efficacité énergétique de leurs moteurs augmenter, entraînant une baisse du coût de ce mode de transport. Cette baisse de coût a elle-même entraîné une hausse du nombre de kilomètres parcourus et une augmentation de la masse des véhicules en circulation.

Notons que ces concepts s'appliquent à l'énergie dans son ensemble. L'électrification des services, au détriment des combustibles fossiles, permet souvent des gains majeurs en productivité et efficacité énergétiques, réduisant de manière significative la consommation de pétrole ou de gaz naturel tout en augmentant, de manière plus réduite, celle de l'électricité.

4.3 Importance de la prévision de la demande future

La prévision de la demande en électricité est une tâche cruciale pour les planifications et les opérations des réseaux d'électricité. Nous distinguons trois types de prévisions de la demande selon l'échelle de temps : horaire, quotidienne et saisonnière (Hyndman et Fan, 2010). À court terme, il faut prévoir les heures de faible ou forte demande au cours de la journée. À moyen terme, on prévoit des différences entre les jours ouvrables et les fins de semaine. Enfin, les prévisions à long terme cherchent à identifier la fluctuation de la demande entre les différentes saisons, tenant compte notamment des possibilités de vagues de froid ou de chaleur extrême.

La prévision de la demande maximale ou de pointe est alors nécessaire pour déterminer les besoins en capacité du réseau électrique. Les prévisions à long terme sont nécessaires pour débiter la planification des contrats d'approvisionnement, d'importation ou de gestion de la demande des nouveaux consommateurs et des consommateurs existants.

4.4 Quelques définitions actuelles

La définition de la demande de pointe d'électricité varie selon le contexte. Généralement, cette variabilité découle en grande partie de la différence de climat, mais aussi du tissu industriel ou encore de la composition du parc d'appareils de chauffage ou de refroidissement de l'espace. De plus, comme mentionné précédemment, les définitions diffèrent selon qu'on qualifie une pointe infrajournalière ou une pointe saisonnière. **Les principales caractéristiques utilisées pour définir la pointe de demande sont : la plage horaire d'occurrence, la durée, et la puissance appelée lors de l'épisode de pointe par rapport à la puissance appelée moyenne.**

4.4.1 Le cas de la France

La France, par exemple, connaît des pointes infrajournalières relativement prévisibles, et des pointes hivernales qui dépendent de facteurs météorologiques. Ces pics sont principalement causés par les besoins en chauffage, car près de 40 % du parc de logements est équipé d'un système de chauffage électrique (RTE, 2020). Dans son approche, le Réseau de transport d'électricité (RTE) fait une distinction claire entre la gestion de la pointe infrajournalière et de la pointe hivernale.

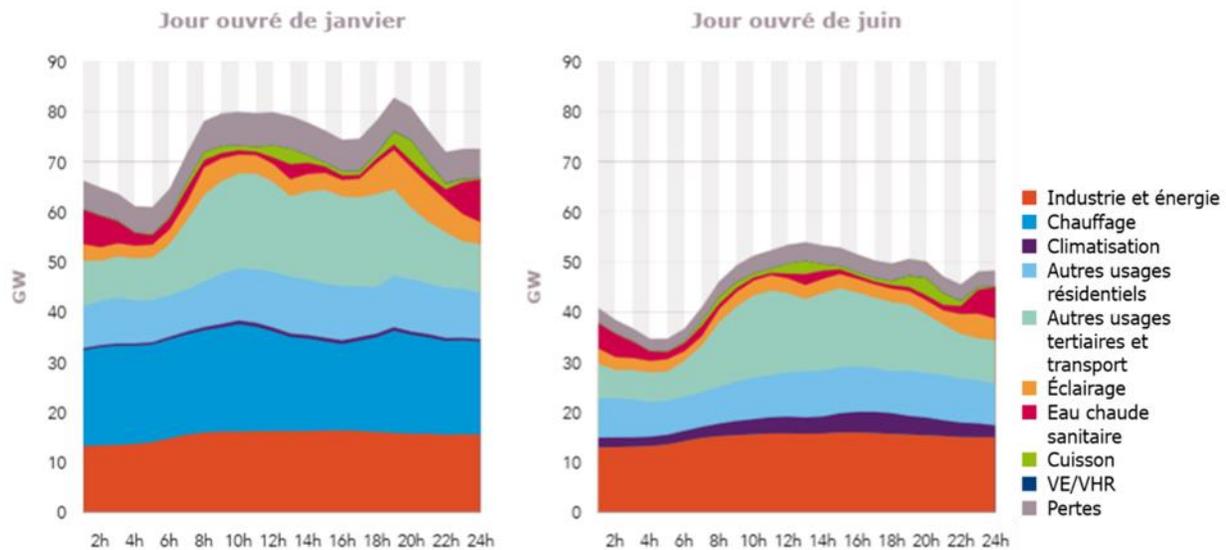


Figure 5 : Exemple de profils de puissance de la consommation par usages (à températures de référence) en France

Source : (RTE, 2020)

Selon l'exemple de la Figure 5, on constate que sur une période de 24 h, en hiver, l'appel de puissance dépasse les 70 GW plus de 75 % du temps, alors que durant l'été, l'appel de puissance est bien en deçà des 70 GW, atteignant environ 55 GW. Cet exemple souligne l'écart d'amplitude de la demande entre l'hiver et l'été, jusqu'à une trentaine de gigawatts pour une même tranche horaire, ainsi que l'accentuation des pics matinaux et de soirée durant la saison hivernale, comme cela est montré à la Figure 4. De plus, la variation d'amplitude causée par la pointe infrajournalière est du même ordre de grandeur, soit une vingtaine de gigawatts, en hiver et en été. Par ailleurs, on remarque que la demande du secteur industriel varie peu au fil des heures et des saisons. À l'inverse, l'amplitude de la demande en chauffage et en climatisation dépend énormément de la saison. L'appel en puissance pour le chauffage d'espace est quasi nul en été alors qu'il peut atteindre 20 GW en hiver lors de vague de froid.

RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français, prévoit que l'obligation de capacité totale pour la France, en d'autres mots la pointe annuelle maximale, sera de 94,3 GW jusqu'en 2024. Ce maximum est défini pour une période hivernale durant laquelle a lieu une vague de froid décennale avec une température moyenne inférieure de 2,6 °C par rapport aux normales saisonnières. En 2022, la pointe de consommation totale a été de 87 GW le 14 janvier (RTE, 2022 b). La définition de la pointe de demande en France peut être résumée comme étant un « niveau moyen particulièrement élevé des appels de puissance sur une période de plusieurs heures (voire plusieurs jours) » (RTE, 2020).

Selon la clientèle cible, les épisodes de pointe sont nommés différemment :

- Pour l'industrie on parle de :
 - PP1 : Cette première catégorie atteint un total de 15 jours en hiver entre novembre et mars, dont 11 jours spécifiquement entre janvier et mars. Les épisodes de pointe

ont lieu essentiellement les jours ouvrés, à l'exception de la période des vacances de Noël, sur les plages horaires 7h-15h et 18h-20h.

- PP2 : Cette deuxième catégorie atteint jusqu'à 25 jours répartis sur l'ensemble de l'année, dont 15 jours coïncident avec les PP1. Les autres épisodes (maximum 10) ont lieu du lundi au vendredi, hors période de vacances, et les plages horaires concernées sont les mêmes que pour la catégorie PP1.
- Pour le résidentiel et commercial :
 - Jours rouges : 22 jours de l'année, entre 6 h et 22 h du lundi au vendredi, hors jours fériés.

Au total, cela fait, un maximum d'environ 350 heures de pointe par année, soit 4 % de l'année. Généralement, la pointe hivernale est la plus élevée durant la plage horaire 18h-20h, comme cela a été le cas le 25 janvier 2023 à 19 h (82,5 GW), mais cela peut arriver aussi durant la plage 7h-15h comme le 14 janvier 2022 à 9 h 30 (87 GW) (RTE, 2022 b).

4.4.2 Le cas des États-Unis

Aux États-Unis, chaque entreprise de service public d'électricité ou chaque gestionnaire de réseau indépendant a sa propre définition de la pointe de demande. Une étude menée par le laboratoire national Lawrence Berkeley, illustre la variabilité de ces définitions pour neuf états américains qui connaissent principalement une pointe estivale (Figure 6). La durée totale annuelle des événements de pointes varie de 1 heure entre le 1^{er} juin et le 30 septembre au Texas, à 768 heures (près de 9 % de l'année) entre le 1^{er} mai et le 31 octobre en Arizona (N. M. Frick et al., 2019). Les plages horaires des pics pour tous les états sont comprises entre 12 h et 20 h, elles s'étendent 1 à 6 heures, selon l'état. Dans ce groupe de neuf états, l'Arizona est le seul où l'une de ses entreprises de service public d'électricité fait une différence entre le nombre total d'heures de pointe dans le secteur résidentiel et dans le secteur commercial. Toutefois, le nombre de jours annuel de période de pointe est le même, soit 128 jours. Le secteur résidentiel totalise 512 heures annuellement, tandis que le secteur commercial totalise 768 heures. La différence provient d'une plage horaire d'occurrence plus longue, 6 heures, pour ce dernier secteur, contre 4 heures pour le résidentiel. Par ailleurs, les neuf états définissent un jour de pointe comme étant un jour de semaine en dehors des périodes de vacances.

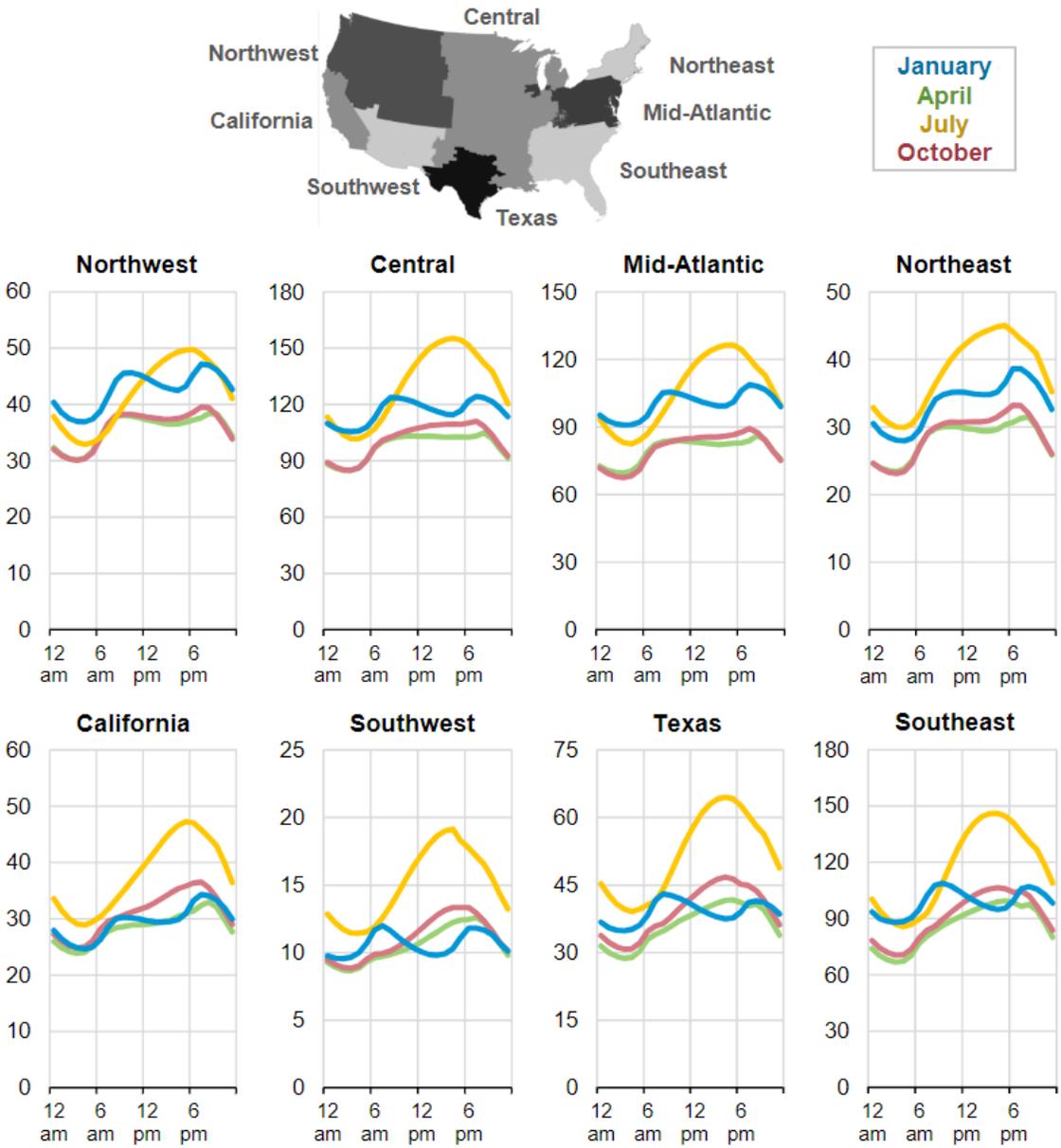


Figure 6 : Profil de demande quotidienne type [GWh] pour plusieurs régions des États-Unis
 Source : (US EIA, 2020)

Les graphiques de la Figure 6 montrent le changement de plage horaire d'occurrence des pointes entre l'hiver (courbes bleues) et l'été (courbes jaunes). Ces graphiques soulignent aussi l'écart d'amplitude de la demande d'une saison à l'autre. Selon les régions, cet écart est plus ou moins élevé, de quelques gigawatts jusqu'à une vingtaine de gigawatts.

4.5 La pointe hivernale au Québec

Au Québec, la pointe la plus élevée est saisonnière. Elle a lieu en hiver, généralement en janvier ou février. Dans ce contexte, le phénomène de pointe journalière est faible en comparaison avec la pointe hivernale.

Ces périodes de pointe ont lieu durant les journées les plus froides de l'hiver, pour une durée totale d'environ une centaine d'heures chaque hiver. Actuellement, la variation de la demande entre les saisons est liée principalement à la demande pour le chauffage d'espace dans les secteurs résidentiel, institutionnel et commercial. En 2020, la part d'électricité consommée pour le chauffage d'espace s'élevait à 65 % pour le secteur résidentiel et 34 % pour le secteur institutionnel et commercial (Ressources naturelles Canada, s. d.). Dans le secteur industriel, la demande en électricité est due en majorité aux procédés plutôt qu'au chauffage d'espace et est peu sensible aux conditions météorologiques.

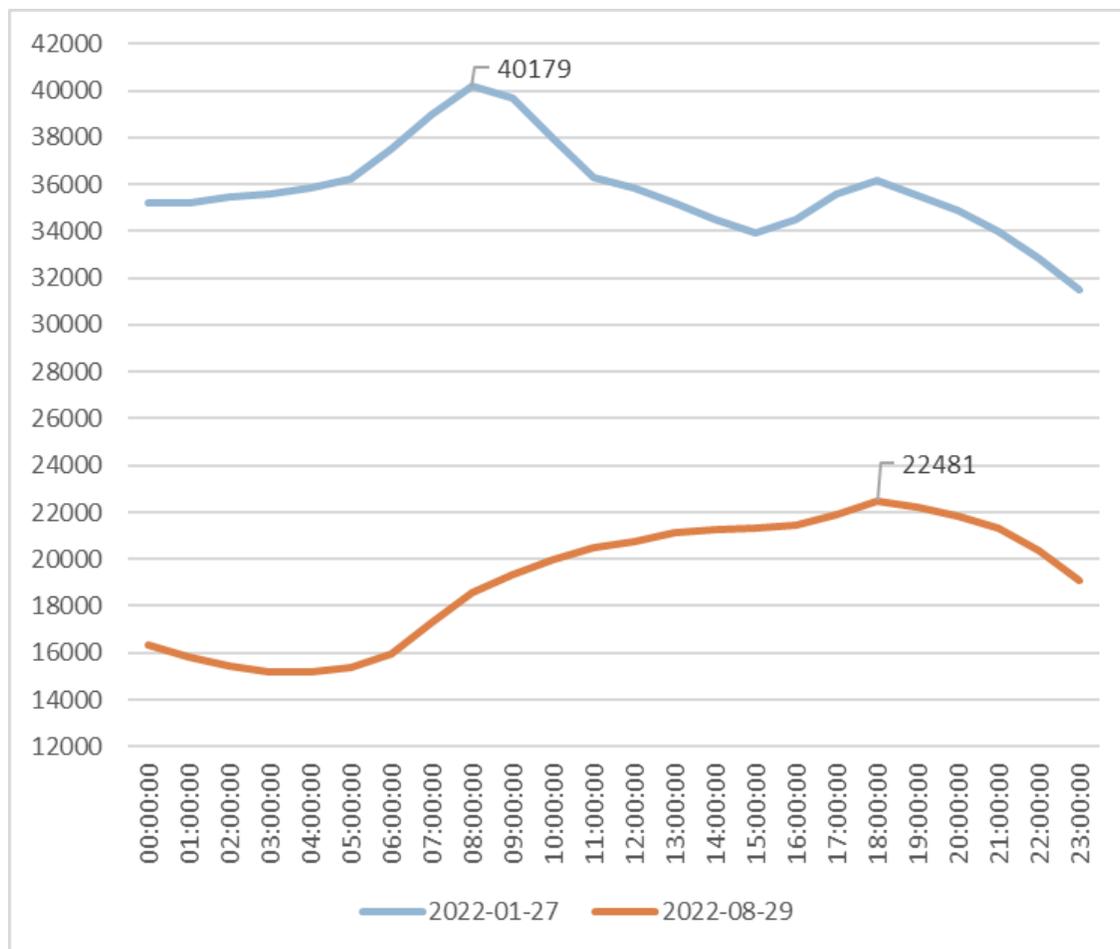


Figure 7 : Courbe de demande pour les journées de pointes maximales en hiver (bleu) et en été (orange) en 2022

Source : (Hydro-Québec, 2023c)

Les courbes de demande horaire présentées à la Figure 7 montrent l'écart qui existe entre la puissance appelée durant l'hiver et l'été (près de 18 GW d'écart). Sachant que la capacité de production d'électricité installée au Québec est d'environ 43 GW⁹, la pression exercée par la pointe hivernale sur le réseau est élevée. La pointe infrajournalière engendre une variation de la demande du même ordre de grandeur en hiver (8 GW) qu'en été (7 GW). Présentement, pour gérer la pointe, Hydro-Québec mise sur plusieurs outils et programmes, dont le service Hilo, la tarification dynamique, la tarification biénergie, le programme GDP Affaires, et l'électricité interruptible dans le secteur industriel.

Pour le secteur résidentiel, Hydro-Québec définit un événement de pointe comme une demande élevée causé par des épisodes de grand froid durant la période hivernale entre le 1^{er} décembre et le 31 mars du lundi au vendredi, entre 6 h et 9 h et entre 16 h et 20 h. Selon cette définition, **les épisodes de pointe ne totalisent pas plus de 100 heures par hiver** (Hydro-Québec, s. d.-e). Toutefois, il n'y a pas de critère de puissance maximale atteinte qui soit spécifié.

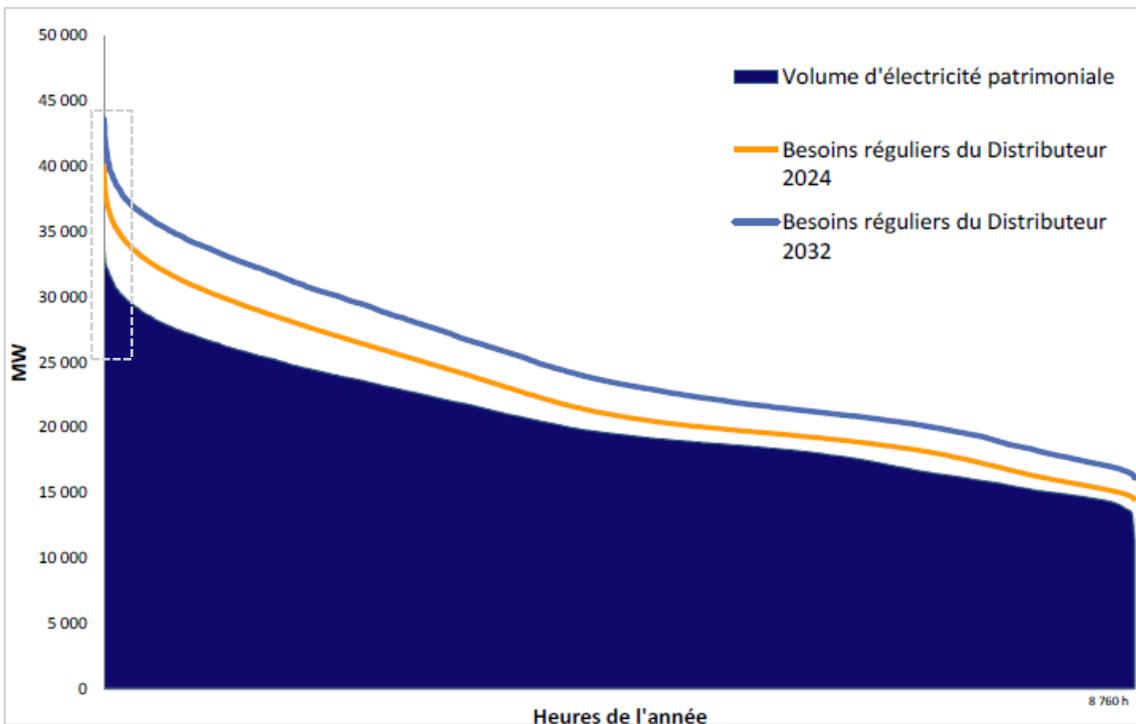


Figure 8 : Profil horaire des besoins réguliers du distributeur (2024 et 2032) avec la courbe des puissances classées de l'électricité patrimoniale
Source : (Hydro-Québec, 2022b)

⁹ Capacité installée d'Hydro-Québec au Québec + producteurs privés approvisionnant Hydro-Québec

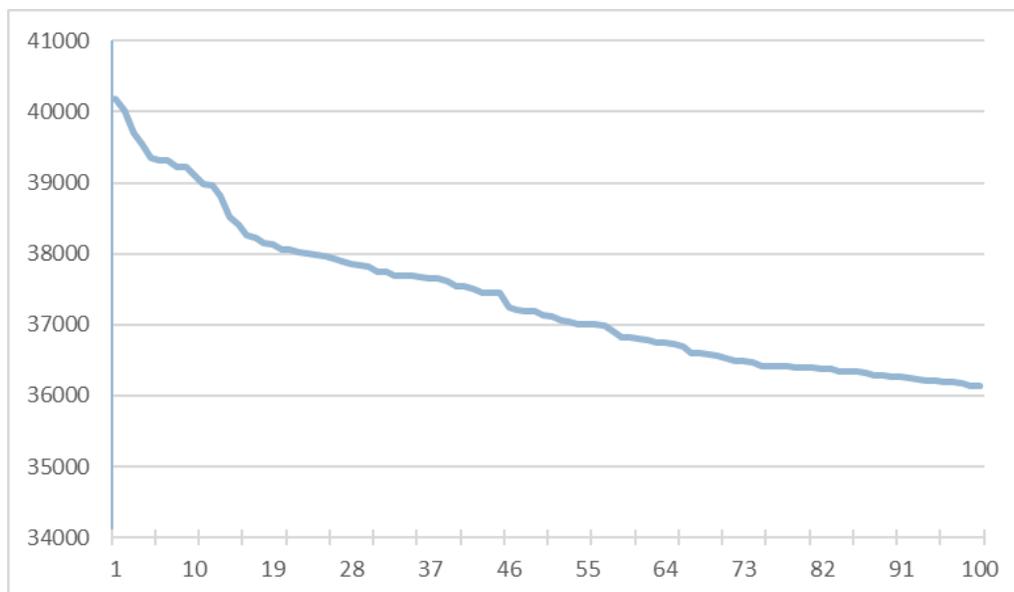


Figure 9 : Les 100 heures d'appels de puissance les plus élevées de 2022, Québec

Source : (Hydro-Québec, 2023c)

En se basant sur le critère de 100 heures par année, les puissances des épisodes de pointes pour l'année 2022 correspondent à toutes celles au-dessus ou égales à 36 143 MW, soit près de 80 % de la capacité de production installée au Québec¹⁰.

Tableau 8 : Demande en puissance de la 100e heure la plus élevée

	2019	2020	2021	2022
Puissance [MW]	34 616	33 251	32 849	36 143
Date d'occurrence	19-déc	18-févr	23-janv	27-janv
Température à Montréal (moy / min °C)	-17,6 / -20,4	-13,6 / -4,7	-15,8 / -13,2	-20,9 / -13,2
Degré-jour de chauffage	35,6	22,7	31,2	31,2

Sources : (Environnement et Changement climatique Canada, 2023 ; Hydro-Québec, 2023c)

Par ailleurs, il n'y a pas de critère de température extérieure minimale incluse dans les explications sur les pages web dédiées à la tarification dynamique Flex D d'Hydro-Québec, alors qu'il y en a pour d'autres tarifs comme le tarif DT¹¹. Pour ce tarif, la température de permutation¹² est comprise entre -12 °C et -15 °C. De plus, dans un des documents présentés par Hydro-Québec et Énergir à la Régie de l'énergie du Québec dans le dossier de la biénergie, la température de permutation identifiée est comprise entre -9 °C et -12 °C.

¹⁰ Si on inclut Churchill Falls, on parle de 75 % de la capacité installée.

¹¹ Le tarif DT est destiné à la clientèle disposant d'un système de chauffage biénergie qui utilise l'électricité comme source d'énergie principale et un combustible, comme source d'appoint (Hydro-Québec, s. d.-d).

¹² Température à laquelle la source d'appoint démarre.

Hydro-Sherbrooke estime que le nombre d’heures total par an des événements de pointe est compris entre 100 heures et 140 heures, entre de 6 h et 9 h, et entre 16 h 30 et 20 h.

4.6 Synthèse des comparaisons

En résumé les caractéristiques employées pour décrire la pointe en France, dans neuf états américains, ainsi qu’au Québec sont :

Tableau 9 : Caractéristique décrivant la pointe dans plusieurs régions

	Nb h/an	Nb jrs	Saison de pointe maximale	Plages horaires concernées	Jours concernés
France	150 à 350 (2 à 4 %)	15 à 25	Hiver	7h-15h et 18h-20h	Jours ouvrés ou de semaine à l’exception des vacances de Noël (selon les régions)
États-Unis¹³	1 à 768 (0 à 9 %)	1 à 128	Été	12h-20h	
Québec	50 à 100 (0,6 à 1 %)	25 à 33	Hiver	6h-9h et 16h-20h	

Encadré 3 : Une définition adaptée au contexte québécois et compatible avec la carboneutralité

Une première étape : définir la pointe

Afin de ne pas ralentir l’électrification des services énergétiques, qui est une avenue incontournable d’une trajectoire menant à l’atteinte de la carboneutralité, la gestion de la demande de pointe est un défi à relever rapidement.

Une définition claire des critères permettant de définir la pointe est une première étape à compléter avant de pouvoir proposer des solutions efficaces et compatibles avec un avenir carboneutre. Chaque définition doit tenir compte des transformations profondes qui sont en cours, et servir de base pour la mise en place de solutions structurantes dans chacun des secteurs économiques concernés.

Des questions à explorer pour une définition adéquate

- Quels sont les impacts des sources émergentes de demande ?
 - Augmentent-elles la durée de la pointe ? Augmentent-elles l’ampleur de la pointe ? Déplacent-elles la pointe dans le temps ?
 - Quels sont les impacts des changements climatiques ? La pointe estivale devient-elle un enjeu ?
- Quels sont les particularités et les défis associés aux différents niveaux de pointe (provincial, régional, et local)

¹³ Ces données concernent neuf états américains : Arizona, Arkansas, Californie, Colorado, Illinois, Massachusetts, Maryland, New York, et Texas (N. M. Frick et al., 2019).

- Dans quelle mesure la définition de la pointe doit être adaptée en fonction des caractéristiques des secteurs économiques ?
 - Les bâtiments (forte contribution à la pointe)
 - L'industrie (contribution à la pointe modérée)
 - Le transport (quelle contribution à la pointe ?)
 - Autre ?
- Dans quelles mesures ces différents secteurs peuvent contribuer à gérer la pointe ?
 - Par exemple, les industries peuvent être classées selon les caractéristiques de leur demande (modulable, interruptible, etc.) afin d'identifier leur potentiel de contribution à la gestion de la pointe.
- Quelle vision à long terme pour structurer les « marchés » (services de gestion de la pointe, services auxiliaires au réseau électrique) et favoriser les investissements, la mise en place de chaînes d'approvisionnement, et de main-d'œuvre ?

Quelques exemples de critères qui peuvent être utilisés

Temporel	<ul style="list-style-type: none"> • Durée totale annuelle <ul style="list-style-type: none"> ○ 100 heures : moins ou plus ? • Saison concernée : hiver • Plage horaire <ul style="list-style-type: none"> ○ 6h-9h et 16h-20h ○ D'autres plages horaires ? • Nombre minimum d'heures consécutives
Température	<ul style="list-style-type: none"> • Basée sur les performances des thermopompes pour climat froid ? • Quantifiée en degré-jour de chauffage ? • Basé sur les événements de froid extrême (à définir)
Puissance	<ul style="list-style-type: none"> • Quel palier de puissance ? <ul style="list-style-type: none"> ○ 85 % de la capacité installée pilotable et à faible émission + fraction de la puissance contractuelle de l'éolien, batteries de grande capacité, solaire, etc. ?

* Grande et petite hydraulique, biomasse avec CSC

** Valeurs tirées de (Beeker, 2021 ; Hydro-Québec, 2022b)

5 L'évolution de la pointe saisonnière : impacts de la décarbonation

Des études ont analysé les impacts possibles de la décarbonation des secteurs de l'économie sur la croissance de la demande en électricité annuelle (Keskar et al., 2023b). Selon l'analyse de l'International Energy Agency (IEA), 50 % de la consommation totale d'énergie mondiale en 2050 sera de l'électricité. En plus de jouer un rôle crucial dans les secteurs des bâtiments, du transport et de l'industrie, l'électricité sera aussi nécessaire pour produire, entre autres, de l'hydrogène vert (*Net Zero by 2050 – Analysis*, s. d.).

Plusieurs études explorent plus spécifiquement la question de la demande de pointe. Alors que certaines d'entre elles démontrent la possibilité que la demande de pointe se déplace de l'été vers l'hiver (ou l'inverse), d'autres études soulignent la possibilité d'une augmentation importante de l'amplitude des pointes de demande (J. E. T. Bistline et al., 2021 ; Keskar et al., 2023b ; Specian et al., 2021).

Le déplacement de la pointe saisonnière d'une saison vers une autre aura des conséquences sur l'opération et la planification du réseau électrique (Wenz et al., 2017). En effet, d'une saison à l'autre, les profils de demande quotidienne tendent à être différents, les mesures de gestion de la demande les plus performantes ne sont pas nécessairement les mêmes, et le choix des nouvelles sources d'approvisionnement change. Par exemple, les panneaux solaires photovoltaïques produisent de l'électricité principalement en journée, ce qui coïncide en grande partie avec la plage horaire typique de la pointe estivale (Kan, 2023). À l'inverse, en hiver, cette pointe est principalement en soirée, une fois que le soleil est couché et que les panneaux ne produisent plus.

5.1 Les tendances selon les régions

5.1.1 En Europe

La demande de pointe saisonnière a lieu en hiver dans 30 des 35 pays européens. Une étude a montré que la pointe saisonnière pourrait se déplacer et avoir lieu en été pour 19 de ces pays à cause du réchauffement climatique et de l'électrification des services énergétiques (Wenz et al., 2017). Cela pourrait permettre une meilleure complémentarité de la demande entre les pays européens. Cela peut s'avérer un atout à l'échelle du réseau électrique interconnecté européen.

5.1.1.1 La Suède

La Suède vise l'atteinte de la carboneutralité à l'horizon 2045. Ce pays a une production d'électricité largement décarbonée. Les sources principales sont le nucléaire, l'hydroélectricité, et l'éolien (IEA, 2020). Le chauffage d'espace et d'eau est en grande partie assuré par des réseaux de chaleur qui comblent plus de 50 % des besoins. Ces réseaux sont alimentés principalement par des biocarburants et des déchets (76 %), de la chaleur résiduelle

des industries (8 %), et des thermopompes électriques (8 %). L'électricité comble environ 25 % des besoins en chauffage (IEA, 2019). Plusieurs études prévoient que l'électrification du chauffage (de l'espace et de l'eau) et des transports routiers causera une augmentation non seulement de la demande annuelle d'électricité, mais aussi des pointes quotidiennes et hivernales (Thomaßen et al., 2021 ; Turesson & Werneskog, 2020). Dans un scénario d'électrification massive, la croissance projetée de la demande de pointe est de l'ordre de +2 GW en 2030 par rapport à 2020 (pour un total de 28 GW), et de +5 GW d'ici 2040 par rapport à 2020 (Bruce et al., 2020; Trotter et al., 2021).

5.1.1.2 *Le Royaume-Uni*

Au Royaume-Uni, plusieurs études ont évalué la pointe de demande d'électricité en 2050 en fonction de différents scénarios, notamment selon diverses technologies d'électrification du chauffage des bâtiments (Chaudry et al., 2022 ; Zhang et al., 2022). Ces études projettent des pointes de l'ordre de 100 à 150 GW. En comparaison, la pointe de 2022 était de près de 50 GW, et la capacité installée de 78 GW¹⁴ (Department for Energy Security and Net Zero, 2023).

5.1.1.3 *La France*

En 2019, l'électricité est la source de chauffe de 40 % des logements, et 30 % des bâtiments commerciaux et institutionnels. Dans son exercice d'exploration de trajectoires pour atteindre la carboneutralité à l'horizon 2050, RTE identifie plusieurs tendances dans l'évolution de la demande de pointe, notamment, une augmentation de la sensibilité à la température de pointe estivale, cette dernière reste toutefois inférieure à la pointe hivernale (RTE, 2022a). L'amplitude de la pointe hivernale croit de l'ordre de 15 GW entre 2019 et 2050. Les principaux moteurs de croissances identifiés qui influencent la demande de pointe sont l'électrification du chauffage dans les bâtiments, du transport routier, et la production d'hydrogène par électrolyse. La demande de ces trois postes de consommation est considérée comme étant flexible, c'est-à-dire qu'il est possible de contrôler les moments de consommation. Pour le chauffage en particulier, cette flexibilité provient de l'inertie thermique des bâtiments qui devrait être grandement améliorée à l'horizon 2050 selon les scénarios développés.

¹⁴ Cette valeurs de puissance installée tient compte des facteurs de capacité des différentes technologies.

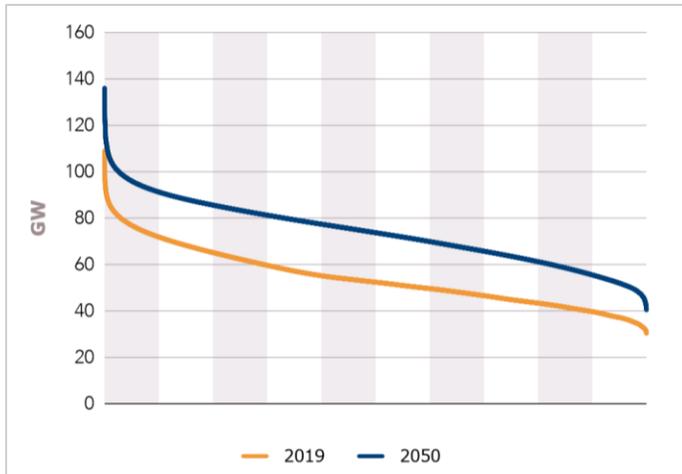


Figure 10 : Évolution des courbes de puissance classée entre 2019 et 2050
 Source : (RTE, 2022a)

5.1.2 Les États-Unis

Le NREL, en collaboration avec plusieurs autres partenaires de recherche, a mené une étude pluriannuelle pour explorer les impacts d'une électrification massive de tous les secteurs économiques des États-Unis à l'horizon 2050 (NREL, s. d.). Au total, six rapports ont été publiés entre 2017 et 2021. Ces rapports abordent plusieurs aspects de l'électrification (performance des technologies, coûts, évolution de la demande et des mix de production, etc.).

Les principales tendances identifiées concernant l'évolution de la demande de pointe sont une modification marquée des profils de demande causée par l'électrification du chauffage de l'espace et de l'eau. **Ces changements de profils entraînent un déplacement de la demande de pointe maximale de l'été vers l'hiver pour de nombreux états du nord du pays.**

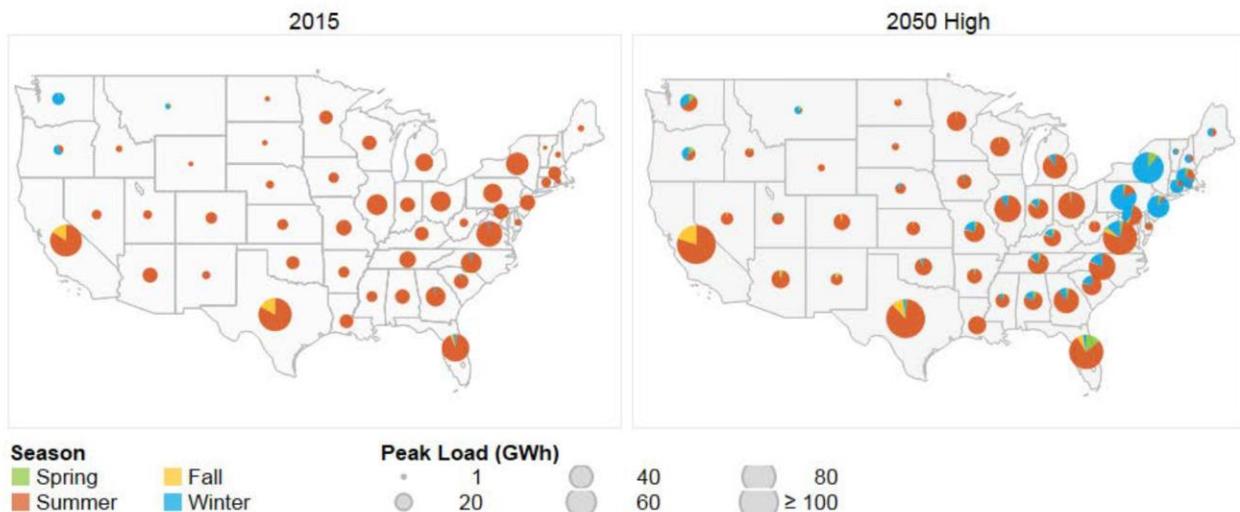


Figure 11 : Estimation de l'ampleur de la demande de pointe et répartition des 100 heures d'appels de puissance les plus élevés par état pour 2015 (à gauche) et 2050 dans le cadre du scénario élevé (à droite)

Source : (Mai et al., 2018)

Le rapport portant sur l'évolution de la demande identifie cinq principaux facteurs qui peuvent influencer les profils de demande de façon importante :

- la sensibilité de la demande au futur prix de l'électricité et aux structures de tarif ;
- le développement des outils de gestion du côté de la demande, et de réponse à la demande pour offrir des services au réseau électrique, l'électrification augmentant le potentiel de services qu'il est possible de fournir ;
- l'absence des données sur les profils de demande des électrotechnologies dans le secteur industriel en particulier ;
- des changements majeurs de comportement ou des percées technologiques comme les véhicules autonomes ;
- les changements météorologiques et démographiques.

Dans l'état de New York par exemple, le gestionnaire de réseau, New York ISO, estime que la demande de pointe saisonnière à New York restera relativement stable en été, mais que la pointe hivernale augmentera à cause de l'électrification du chauffage et du transport, au point de dépasser la pointe d'été dès l'horizon 2040 (Figure 12)(New York ISO, 2021).

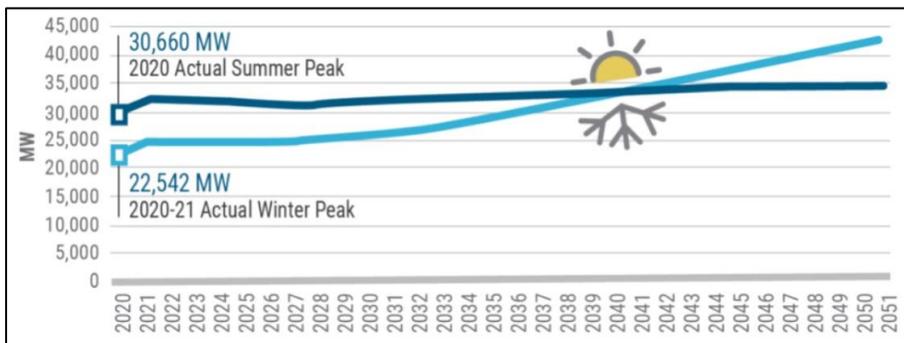


Figure 12 : Le déplacement de la demande de pointe saisonnière due à l'électrification

Source : (New York ISO, 2021)

5.2 L'évolution de la pointe saisonnière au Québec

Hydro-Québec prévoit une croissance de la demande de pointe d'environ 1 GW à l'horizon 2030 par rapport à la pointe de demande qui a eu lieu en 2022 (voir Figure 13). De plus, l'incertitude (ou aléa global) sur la pointe de demande à l'horizon 2032 est de l'ordre de 2 GW¹⁵.

¹⁵ Pour donner un ordre de grandeur, le dernier complexe hydroélectrique construit au Québec, La Romaine, a une capacité installée de 1,5 GW, et peut produire environ 8 TWh/an.

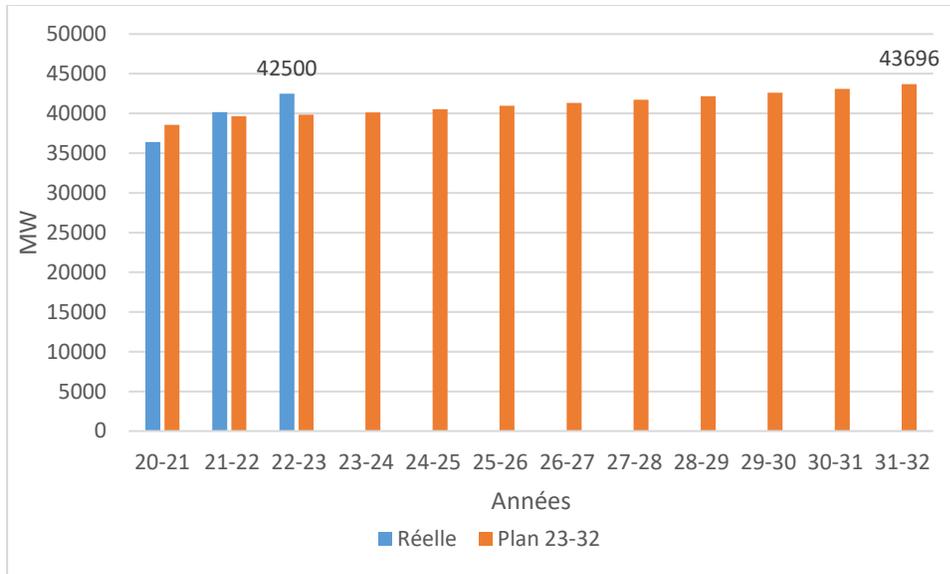


Figure 13 : Évolution de la pointe de demande hivernale, prévisions et réelles

Sources : (Hydro-Québec, 2022 a, 2022 b)

Tableau 10 : Aléa global pour le scénario de forte croissance

	2023	2032
Besoin en énergie [TWh]	3,4	8,7
Besoin en puissance [MW]	1800	2360

Source : (Hydro-Québec, 2022c)

Il n'existe que très peu d'études qui explorent l'évolution de la pointe de demande au Québec à l'horizon 2050 dans un contexte de décarbonation. La seule étude trouvée explore l'évolution de la pointe de demande sous la contrainte d'une réduction de 50 % des GES (Astudillo et al., 2017). Toutefois, il existe plusieurs études à l'échelle du Canada qui explorent au moins partiellement le cas du Québec (Dimanchev et al., 2021 ; Langlois-Bertrand et al., 2021), ou de ses provinces voisines comme l'Ontario (J. Bistline et al., 2021).

Pour les régions à climat froid comme le Québec, avec une proportion de chauffage électrique déjà élevée, et qui continuera de croître, plusieurs éléments ressortent dans la littérature :

- Au Québec, la pointe saisonnière continuera très probablement d'être en hiver (Astudillo et al., 2017).
- L'amplitude de la demande de pointe augmentera (Kan, 2023 ; Mai et al., 2018 ; Trotter et al., 2021).
- La durée des événements de pointe pourrait augmenter, en particulier à cause des changements météorologiques causés par le réchauffement climatique (Mai et al., 2018 ; Trotter et al., 2021).

- La complémentarité des profils de demande saisonniers entre le Québec et ses voisins comme l'Ontario et New York disparaîtra progressivement, car l'électrification du chauffage entraînera un alignement de la pointe annuelle en hiver au Canada et dans le nord des États-Unis (J. Bistline et al., 2021 ; Diaz et al., 2020).

6 Les stratégies actuelles de gestion de la pointe et leurs limites dans un futur carboneutre

La **gestion de la demande (demand side management, DSM)** regroupe l'ensemble des mesures visant à modifier le profil de demande des consommateurs, en intervenant sur sa dimension temporelle ou sa forme, afin d'équilibrer la production et la consommation (Alsalloum, 2021). La gestion de la demande englobe les mesures d'efficacité énergétique, **de gestion de la réponse à la demande (demand response, DR)**, et de croissance stratégique de la charge. Chacune de ces approches impacte la gestion de la pointe de demande d'électricité. Les mesures d'efficacité énergétique et de croissance stratégique influencent la croissance à moyen et long terme de l'amplitude de la pointe de demande, tandis que la gestion de la réponse à la demande permet la gestion en temps réel et à court terme de la pointe de demande d'électricité. Les entreprises de service public d'électricité emploient des combinaisons de ces approches afin d'assurer l'équilibre consommation et production. Un résumé de ces approches est présenté à la Figure 14¹⁶.

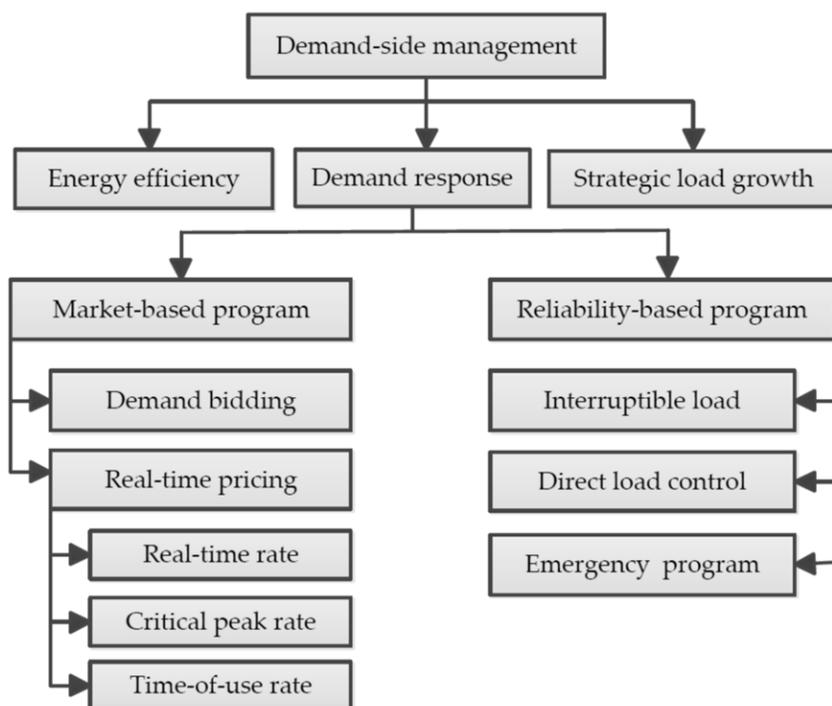


Figure 14 : Déclinaisons des approches de gestion de la demande

Source : (Jabir et al., 2018)

L'efficacité énergétique consiste à utiliser moins d'énergie pour fournir un service égal ou supérieur (Whitmore et al., 2019). Cette approche se traduit souvent par l'installation d'équipements ayant de meilleures performances en termes de consommation d'énergie, par

¹⁶ Real-time rate : Tarif en temps réel ; Critical peak rate : Tarif en période de pointe ; Time-of-Use rate : Tarif horaire

exemple en remplaçant des ampoules incandescentes par des DEL, ou encore en installant une chaudière plus performante.

La gestion de la réponse à la demande correspond aux changements des profils de demande des consommateurs obtenus, en réponse à une variation des prix d'électricité dans le temps, ou au paiement d'un incitatif financier conçu pour encourager une réduction de la consommation lorsque les prix de gros sont élevés ou lorsque la fiabilité du système est menacée (Jabir et al., 2018 ; U.S. Department of Energy, 2006). De nombreuses entreprises de services publics d'électricité implantent des programmes de gestion de la réponse à la demande, cela inclut les programmes de tarification dynamiques, ou encore les programmes d'effacement de la charge.

La croissance stratégique consiste à favoriser une croissance de la demande pour de nouvelles applications ou pour combler des creux du profil de demande annuelle (Muley & Bhongade, 2019).

6.1 La gestion de la demande de pointe aux États-Unis

De nombreux programmes pour agir sur la demande sont déployés dans les différents états américains. Par le passé, ces programmes des services publics d'électricité se sont concentrés sur la réduction de la demande d'énergie, mais depuis quelques années s'ajoute le contrôle de la pointe de demande (appel de puissance). Le laboratoire national Lawrence Berkeley (LBNL) basé en Californie, mène depuis plusieurs années des études pour caractériser les programmes de gestion de la demande qui regroupent des mesures tant techniques (changement de l'éclairage, changement des équipements de chauffage, tec.), que comportementales (modifications des habitudes de consommation), ou encore réglementaires (N. Frick et al., 2020 ; N. M. Frick et al., 2019 ; Hoffman et al., 2013, 2018). Ces programmes peuvent être classés en fonction du secteur économique où les mesures sont appliquées, et en fonctions du type de mesures. La Figure 15 résume la classification proposée par le LBNL. Quelques exemples de programmes menés par des entreprises de service public d'électricité sont présentés dans le Tableau 11.

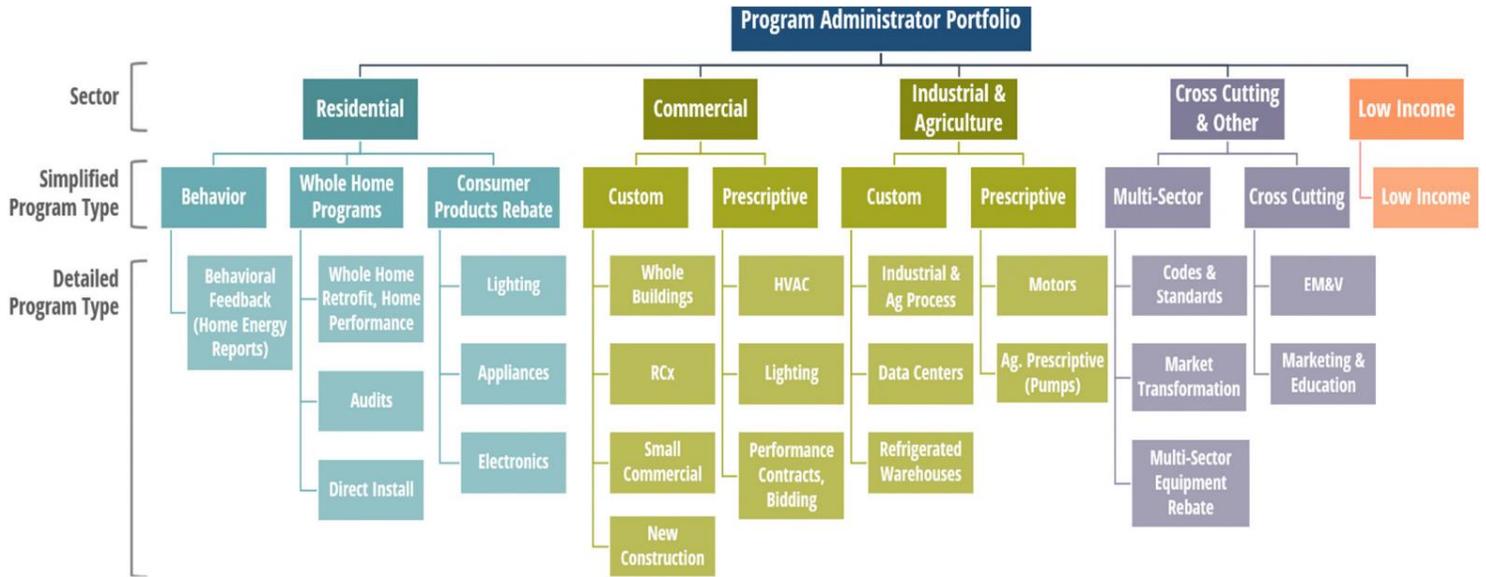


Figure 15 : Classification des programmes de gestion de la demande
 Source : (Hoffman et al., 2018)

Tableau 11 : Programmes de gestion de la demande (énergie et puissance) d'entreprises de service public d'électricité aux États-Unis

Gestionnaire de programme	Région	Nom du programme	Description	Application
NYSERDA	New York (NYISO)	Chaleur propre NYS	Les services publics participant au programme « chaleur propre » de l'État de New York offrent des incitations pour la conversion des pompes à chaleur géothermique et à air dans les maisons individuelles. Ces incitations des services publics sont associées à des crédits d'impôt fédéraux à l'investissement et à un financement sur facture (le cas échéant) afin de réduire les coûts initiaux pour le propriétaire.	Systèmes de chauffage d'espace
HEET MA	Nouvelle-Angleterre (ISO-NE)	Étude de faisabilité GeoMicroDistrict	Les services publics du Massachusetts étudient la faisabilité de la construction d'un système géothermique à grande échelle qui permettrait de contrôler la température dans tout un quartier — un « GeoMicroDistrict » — et de remplacer le chauffage au gaz naturel par une solution à faible émission de gaz à effet de serre. Bien qu'elles ne soient pas spécifiques aux pics hivernaux, ces pompes à chaleur sont très efficaces : l'énergie totale nécessaire au fonctionnement d'un système à l'échelle d'un quartier est estimée à 15 % de l'énergie totale requise pour les pompes à chaleur individuelles.	Systèmes de chauffage d'espace
Great River Energy	Minnesota (MISO)	Programme de réduction de la charge de pointe et de déplacement de	Great River Energy, une coopérative d'électricité du Minnesota et du Dakota du Nord, possède un portefeuille de contrôle de la charge des chauffe-eau électriques qui fonctionne depuis plus de 30 ans. Elle propose deux programmes : un programme de réduction des pointes auquel participent 45 000 clients et un	Systèmes de chauffage de l'eau domestique

		la charge pour le chauffage de l'eau	programme de déplacement de la charge auquel participent 65 000 chauffe-eau. Le programme de réduction des pointes réduit la charge pendant 4 à 6 heures, 20 à 30 fois par an. Cela réduit les coûts totaux du système et permet aux clients d'économiser sur les frais de demande sur leurs factures d'électricité.	
United Illuminating	Connecticut (ISO-NE)	Programme pour les solutions énergétiques à domicile	Ce programme destiné aux clients de la compagnie d'électricité United Illuminating, basée dans le Connecticut, a débuté par un projet pilote à l'automne 2017. Il s'agit d'un programme d'installation directe ciblant les clients qualifiés en termes de revenus qui possèdent des chauffe-eau à résistance électrique. Les participants reçoivent gratuitement une mise à niveau vers un chauffe-eau à pompe à chaleur à haute efficacité, avec des économies pouvant aller jusqu'à 50 % des coûts énergétiques liés au chauffage de l'eau. Ces chauffe-eau sont capables de répondre à la demande et les clients participants sont automatiquement inscrits au programme de réponse à la demande.	Systèmes de chauffage de l'eau domestique
Xcel Energy	Wisconsin, Minnesota, et Colorado (MISO)	Construction de maisons neuves efficaces	Xcel Energy offre des incitations aux promoteurs immobiliers qui cherchent à construire de nouvelles unités résidentielles dépassant les normes du code du bâtiment en vigueur. Le programme vise à encourager les bâtiments à haute performance qui économisent l'énergie et réduisent la demande de pointe. Alors que ce programme s'est toujours concentré sur les économies d'énergie et de carburant, les administrateurs du programme cherchent désormais des moyens d'encourager les constructeurs à intégrer la gestion de la charge et la production décentralisée dans les nouvelles constructions, dans le but d'accroître la flexibilité du réseau lors des pics de consommation en hiver et en été.	Enveloppe du bâtiment
Green Mountain Power	Vermont (ISO-NE)	Projet pilote eCharger	Ce programme pilote a fourni gratuitement à 273 propriétaires de VE un chargeur de niveau 2 équipé d'une connexion Wi-Fi. Les clients qui ont reçu cet équipement de charge ont été inscrits à un tarif EV qui permettait une charge illimitée en dehors des heures de pointe pour 29,99 \$ par mois dans le cadre de l'étude pilote. En outre, ils ont été inscrits par défaut à un programme de réduction de la charge de pointe qui prévoit des événements 5 à 10 fois par mois.	Gestion de la charge de véhicules électriques
Green Mountain Power	Vermont (ISO-NE)	Projet pilote d'innovation transformatrice du réseau Tesla Power Wall	Ce programme pilote, qui a débuté en 2017, a subventionné l'installation de 2 000 unités Tesla Powerwall 2.0 dans les maisons. L'objectif du projet pilote était de fournir aux participants une alimentation de secours fiable en cas de panne, tout en permettant à GMP de puiser dans les réserves de la batterie en cas de pic de demande. Au cours de sa première année civile complète de fonctionnement (2018), la ressource batterie a été sollicitée à plusieurs reprises lors des pics	Stockage décentralisé

			mensuels, avec une réduction maximale de 5 000 kW durant un événement de pointe du mois de janvier.	
--	--	--	---	--

Source : (Specian et al., 2021)

6.2 Gestion de la demande de pointe en France

La France utilise un bouquet de solutions pour gérer sa pointe annuelle, qui a lieu en hiver. Historiquement, pour répondre à cette demande, les gestionnaires de réseau mettent en fonction des centrales de pointe qui sont très rarement utilisées et plus coûteuses que les autres moyens de production (Chua et al., 2020 ; Wenz et al., 2017). Ces centrales de pointe sont très souvent alimentées par des combustibles fossiles tels que le gaz naturel ou le mazout léger. L'attrait principal de ce type de centrale est la rapidité avec laquelle elles peuvent être mises en marche, et branchées sur le réseau.

Cette tendance change. Pour la gestion des pointes hivernales, en plus de miser sur la sobriété énergétique qui permettra, dans une certaine mesure, de contenir la croissance à moyen et long terme de l'amplitude de la demande, la France mise aussi sur le mécanisme d'effacement de la demande, qui est un outil de gestion de la demande (ou de pilotage de la demande). Ce mécanisme consiste à inciter les industries, les entreprises, et les citoyens à réduire temporairement leur consommation d'électricité provenant du réseau, durant les événements de pointe (Hellio, 2023). En échange de cet effort pour réduire les risques de pénurie, des tarifs réduits sont appliqués le reste de l'année. Quelques exemples d'application du mécanisme d'effacement sont présentés dans le Tableau 12.

Tableau 12 : Exemple de mesures pour la gestion de la pointe en France

Gestionnaire	Description	Application
RTE	Mécanisme de capacité Ce mécanisme vise à assurer la sécurité d'approvisionnement électrique en France lors des périodes de pointe hivernale, et fonctionne sur le principe d'appels d'offres. Pour devenir des acteurs de l'effacement, les participants doivent être certifiés par RTE selon un cahier des charges. Il y a la possibilité pour des opérateurs d'effacement de jouer le rôle d'agrégateurs de capacité afin de proposer une offre commune sur le marché de l'effacement.	Industrie, commercial
EDF	Offre tarifaire « Tempo » Cette offre permet de bénéficier de tarifs avantageux durant 343 jours de l'année (jours bleus), en contrepartie, les participants doivent limiter de façon importante leur consommation durant les 22 « jours rouges de l'année. Ces « jours rouges » correspondent à des jours de pointe durant lesquels les tarifs sont quatre fois plus élevés. Les participants sont prévenus la veille d'un événement « jour rouge ». Il peut y avoir jusqu'à 5 jours rouges consécutifs.	Résidentiel et commercial (PME)

Source : (Hellio, 2023)

6.3 La gestion de la demande de pointe ailleurs au Canada

En Nouvelle-Écosse, un programme de financement de thermopompe a été développé par Nova Scotia Power afin de favoriser leur déploiement. Les propriétaires qui participent à ce

programme bénéficiant d'un financement sur facture pour les thermopompes certifiées ENERGY STAR®. Les entrepreneurs participants aident les clients à remplir une demande de crédit et effectuent l'installation après approbation de NS Power. Le financement (installation et taxes comprises) est proposé à un taux de 7 % par an pour une durée de 3 à 10 ans, après quoi la propriété est transférée au propriétaire.

En Colombie-Britannique, la collaboration entre les entreprises de service public d'électricité et le gouvernement a permis la mise en place d'un cadre réglementaire visant à coordonner les efforts de conservation de l'énergie et les mesures d'efficacité énergétique (Government of British Columbia, s. d.). Ce cadre regroupe :

- la loi sur l'énergie propre (*Clean Energy Act*) qui confirme le mandat des services publics d'offrir des mesures de gestion de la demande aux consommateurs – un objectif de BC Energy ;
- les lignes directrices pour l'évaluation de la rentabilité des programmes de DSM au moyen du règlement sur les mesures axées sur la demande (*Demand-side Measures Regulation*) ;
- le guide à propos du règlement sur la DSM (*Guide to the DSM Regulation*), qui donne un aperçu détaillé de ces lignes directrices ;
- la BC Utilities Commission (BCUC) qui examine et approuve les demandes de dépenses de tous les services publics, y compris FortisBC et BC Hydro.

6.4 La gestion de la demande de pointe au Québec

Du côté de la demande, les solutions déployées suivent essentiellement une approche tarifaire, du côté de la production, la stratégie repose principalement sur l'achat de puissance sur les marchés à court terme et sur l'utilisation de la centrale de pointe de Bécancour. Bien que les options d'effacement de la demande (ou électricité interruptible) existent depuis plusieurs années, le déploiement de la tarification dynamique est plus récent, il a commencé en 2019.

6.4.1 La tarification dynamique, électricité interruptible et pilotage d'approvisionnements ponctuels

Des programmes de gestion de la demande de pointe telle que la tarification dynamique (options de crédit hivernal ou le tarif Flex D) sont offerts aux consommateurs résidentiels afin d'aider le réseau à déplacer un certain pourcentage de la demande d'électricité vers d'autres heures de la journée et en conséquence « aplatir la courbe de la pointe de la demande ». La période dynamique de ce tarif ne s'applique que durant la période hivernale, on parle alors de tarification en période de pointe ou de *critical peak pricing* (voir Figure 14). Des programmes de gestion de la pointe sont aussi offerts aux consommateurs commerciaux, institutionnels et industriels. Selon les caractéristiques de ces programmes de gestion de pointe, Hydro-Québec définit les événements de pointe en étant des événements qui pourraient avoir lieu du lundi au dimanche, de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h, du 1^{er} décembre au

31 mars. Ces périodes pourraient avoir lieu de 25 à 33 fois par hiver tout au plus, pour un maximum de 100 heures (*Tarif D avec option de crédit hivernal | Hydro-Québec, s. d.*).

Le service de maison intelligente Hilo offre l'option d'optimiser la consommation d'énergie à la maison en période de forte demande en échange des récompenses monétaires. Selon ce programme, les événements ponctuels correspondants aux périodes de pointe hivernales se déroulent de 4 h à 11 h et/ou de 15 h à 22 h. Un maximum de 30 événements est prévu chaque hiver. Le Tableau ci-dessous résume l'ensemble des tarifs dynamiques ou des options d'électricité interruptible d'Hydro-Québec.

Tableau 13 : Tarification dynamique et option d'électricité interruptible proposée par Hydro-Québec pour différentes catégories de clients

Domestique	Moyenne puissance
DT (biénergie électricité - autre combustible)	Option interruptible
Flex d	Flex M
Option pour éclairage de photosynthèse et chauffage d'espace pour la culture de végétaux	Flex G9
Crédit hivernal tarif D	Grande puissance
Petite puissance	Option interruptible
Flex G	
Crédit hivernal tarif G	
Option pour éclairage de photosynthèse et chauffage d'espace pour la culture de végétaux	

Source : (Hydro-Québec, 2023b)

Hydro-Sherbrooke offre, entre autres, un programme pour les secteurs commercial, institutionnel et industriel, qui consiste à piloter des génératrices de secours synchronisées avec le réseau afin qu'elles deviennent des sources d'approvisionnement supplémentaires lors d'épisodes de pointe. Hydro-Sherbrooke offre aussi un programme de gestion de la demande pour les bâtiments institutionnels.

6.4.2 Biénergie électricité-gaz naturel

Depuis récemment, Hydro-Québec propose un tarif biénergie électricité-gaz naturelle. La compagnie justifie cette nouvelle offre en la présentant comme un outil « pour une décarbonation durable » (Hydro-Québec, s. d.-b). Cette offre vise à maintenir le système de chauffage au gaz naturel des participants, en plus de leur installer un système électrique. Le système électrique assure le chauffage pendant la plus grande partie de l'année, et le système au gaz prend le relais lors d'événements de pointe, car le prix du kilowattheure augmente durant cette période.

Selon Hydro-Québec, cette offre est l'option la plus économique pour atteindre les réductions de GES visés par le gouvernement dans le secteur du bâtiment à l'horizon 2030. Énergir et Hydro-Québec estiment que le programme de biénergie permettrait d'atteindre une réduction de 0,54 Mt CO₂ éq. d'ici 2030, soit environ 15 % de la cible du gouvernement du

secteur bâtiment¹⁷. Toutefois, cette approche risque de mener à une impasse ou d'augmenter les coûts de transition pour atteindre la carboneutralité à l'horizon 2050.

6.4.3 Les données sur la performance de ses programmes

Des données sur les performances de ce type de programmes sont partiellement disponibles, notamment le nombre de mégawatts effacés par événement de pointe (voir Tableau 14). Toutefois, les performances en termes de coûts pour Hydro-Québec (par rapport à d'autres options de gestion de la demande) ne sont pas accessibles au public.

Tableau 14 : Performance en termes de mégawatts effacés, des programmes de tarification dynamique et d'option d'électricité interruptible offerts par Hydro-Québec pour l'hiver 2022-2023

		MW d'effacement par événement ¹⁸	Nombres de participants
Hilo	Résidentiel	63	22 000
Flex D	Résidentiel et secteur agricole	206	26 000
Crédit hivernal	Résidentiel		202 000
Option interruptible	Commercial et industriel	425	3 400

Source : (Baril, 2023 ; Pelletier & Faruqi, 2022)

6.4.4 Mesures d'efficacité énergétiques

En plus des tarifs, Hydro-Québec propose plusieurs aides financières, services et conseils pour la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique pour ces différents segments de clientèle, tel que le changement d'équipement de chauffage, l'optimisation de la consommation d'énergie à l'aide de logiciel ou de changements de pratiques.

6.4.5 La centrale de pointe de Bécancour

La centrale de Bécancour, qui est alimentée par du gaz naturel, est utilisée par Hydro-Québec uniquement durant les périodes de pointes hivernales. En général, le coût de production de cette centrale est très élevé, ce qui en fait un des derniers leviers activés pour gérer la pointe. Toutefois, le nombre d'heures d'utilisation de la centrale, qui est de l'ordre de quelques dizaines d'heures par hiver, a notablement augmenté au cours des deux dernières années. Durant l'hiver 2021-2022, la production était de l'ordre de 9500 MWh (Bergeron, 2022).

Encadré 4 : Commentaires sur l'approche d'Hydro-Québec

Hydro-Québec s'appuie sur trois principales approches pour gérer la pointe. Du côté de l'approvisionnement, elle utilise une centrale de pointe alimentée au gaz naturel, et achète sur

¹⁷ Pour 2030, la cible du gouvernement du Québec est une réduction de 50 % des émissions liées au chauffage des bâtiments par rapport à 1990. Cela équivaut à une réduction de 3,5 Mt CO₂ éq par rapport à 2021.

¹⁸ Pour donner un ordre de grandeur, la pointe hivernale a été d'environ 42 500 MW pour l'hiver 2022-2023, avec une réduction totale moyenne d'environ 700 MW d'effacement à la pointe par événement cela représente environ 2 % de la demande de pointe maximale.

les marchés à court terme. Du côté de la demande, elle met en place plusieurs programmes de gestions de la demande (tarification dynamique, efficacité énergétique, etc.). Enfin, elle réalise aussi un transfert partiel de source d’approvisionnement (électricité et gaz naturel) en partageant la responsabilité de la gestion de la pointe avec Énergir. Cette solution se présente sous la forme du programme biénergie. Les principaux avantages et inconvénients de ces approches sont présentés ci-dessous.

Approvisionnement

	Avantages	Inconvénients
Centrale de pointe	<ul style="list-style-type: none"> • Offre une production très acheminable (<i>dispatchable generation</i>) (démarrage et modulation du niveau de production rapides) • Permet une puissance installée de plusieurs centaines de mégawatts 	<ul style="list-style-type: none"> • Est alimentée par un combustible fossile (gaz naturel) et émet des GES • S’accompagne de coûts de production très élevés
Achat sur les marchés à court terme	<ul style="list-style-type: none"> • Permet de retarder l’ajout de nouvelle capacité de production dans le système • Contribue à la flexibilité de l’approvisionnement 	<ul style="list-style-type: none"> • La prévision des prix d’achat est difficile, car ils dépendent des conditions du marché • Les infrastructures de transport d’électricité limitent les quantités d’énergie et les blocs de puissances qui peuvent être achetés

Modulation de la demande

	Avantages	Inconvénients
Tarification dynamique – Périodes de pointe (<i>critical peak pricing</i>)	<ul style="list-style-type: none"> • Contribue à la flexibilité du système électrique en hiver • Offre la possibilité de réduire la facture d’électricité du consommateur 	<ul style="list-style-type: none"> • Offre un contrôle limité de l’amplitude de la demande • Reporte une grande part de la responsabilité de la gestion de la pointe sur les consommateurs des secteurs résidentiel, commercial et institutionnel
Électricité interruptible	<ul style="list-style-type: none"> • Contribue à rendre le système électrique plus flexible • Est particulièrement utile en cas d’urgence (contact direct avec le consommateur) 	<ul style="list-style-type: none"> • Est actuellement offert à un groupe restreint de consommateurs • Se base sur une approche au cas par cas
Efficacité énergétique	<ul style="list-style-type: none"> • Peut contribuer à réduire l’amplitude de la pointe • Repose très souvent sur des technologies existantes et éprouvées 	<ul style="list-style-type: none"> • La mise à l’échelle est difficile (disponibilité de la main-d’œuvre, modèles d’affaires inappropriés) • La vitesse de déploiement est trop lente face à l’échéancier de décarbonation

Trois autres options existent pour la modulation de la demande (ou gestion de la réponse à la demande), mais elles ne sont présentement pas déployées au Québec. D’abord, la tarification dynamique en temps réelle, et la tarification dynamique horaire sont des formes de tarification utilisées principalement pour gérer des variations de demande infrajournalières. Ces tarifs sont appliqués toute l’année, et permettent de réduire sur une courte durée, de l’ordre de quelques heures, l’amplitude de la demande. Ils sont moins pertinents pour la gestion de pointe saisonnière, car cette dernière peut s’étaler sur plus d’une journée.

La troisième option est le contrôle direct de la charge qui consiste à piloter à distance certains équipements pour réduire la demande en fonctions des besoins du distributeur. Par le passé, Hydro-Sherbrooke a déployé un programme de contrôle des chauffe-eaux pendant plusieurs années, mais ce programme a été arrêté pour des questions de santé publique, notamment par rapport à des inquiétudes concernant la légionellose. Toutefois, aucun cas de cette maladie directement lié à ce programme n’a été rapporté.

Transfert partiel des sources d’approvisionnement

	Avantages	Inconvénients
Biénergie électricité- gaz naturel	<ul style="list-style-type: none"> • Peut contribuer à réduire l’amplitude de la pointe lors d’épisode de grand froid • Offre un certain niveau de résilience 	<ul style="list-style-type: none"> • Contribue à verrouiller des équipements et des infrastructures incompatibles avec les engagements climatiques du Québec (actifs irrécupérables) • Présente le gaz naturel comme une source d’énergie de transition, ce qui n’est pas le cas au Québec

Plusieurs de ces approches sont soit incompatibles avec la carboneutralité, c’est le cas des centrales de pointe fonctionnant au gaz naturel, ou des tarifs de biénergie électricité-gaz naturel, **soit insuffisantes** pour relever le défi de la gestion de la pointe de demande d’électricité à l’échelle appropriée.

7 Cadre légal et réglementaire autour de l'électricité et des bâtiments

La réglementation peut offrir un cadre qui définit les responsabilités des acteurs, et cible les secteurs et les segments d'application ayant le plus d'impact. Elle peut être prescriptive en termes de technologies ou méthodologie, ou encore fixer des seuils de performance à atteindre. La réglementation peut fixer des jalons sur un long horizon, offrant ainsi une prévisibilité aux acteurs.

La réglementation peut traiter différents axes tels que :

- les activités des distributeurs,
- les tarifs,
- la sécurité et résilience des services,
- la fiabilité,
- l'environnement, et
- la répartition des responsabilités des différents acteurs.

Les principales lois qui encadrent la production, et la distribution d'électricité, ainsi que les performances des bâtiments au Québec sont résumées dans le tableau ci-dessous. Plusieurs règlements sont développés dans le cadre de chacune de ces lois, comme le code de construction du Québec.

Tableau 15 : Principales lois encadrant l'électricité et les bâtiments au Québec

Principales lois encadrant la production, la distribution et la consommation d'électricité	
Loi sur Hydro-Québec	Cette loi encadre les activités de l'entreprise et définit sa mission et ses principales règles de gouvernance. Elle précise notamment l'objet d'Hydro-Québec qui est de fournir de l'énergie et d'œuvrer dans le domaine de la recherche et de la promotion relatives à l'énergie, de la transformation et de l'économie de l'énergie, de même que dans tout domaine connexe ou relié à l'énergie. https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/H-5?langCont=fr#ga:l_iii-h1
Loi sur la Régie de l'énergie	Dans l'exercice de ses fonctions, la Régie assure la conciliation entre l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable du transporteur d'électricité et des distributeurs. Elle favorise la satisfaction des besoins énergétiques dans le respect des objectifs des politiques énergétiques du gouvernement et dans une perspective de développement durable et d'équité au plan individuel comme au plan collectif. https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/R-6.01
Loi sur les systèmes municipaux et les systèmes privés d'électricité	Cette loi précise le droit des municipalités d'établir un système d'électricité, ainsi que les dispositions relatives aux prix et taux qui sont appliqués par les systèmes privés d'électricité. https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/S-41

Loi sur les normes d'efficacité énergétique et d'économie d'énergie de certains produits	<p>Cette loi vise tout produit neuf qui consomme de l'énergie ou qui a un effet sur sa consommation, afin de lui imposer des normes d'efficacité énergétique.</p> <p>https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/n-1.01</p>
Principales lois encadrant la performance énergétique des bâtiments	
Loi sur le bâtiment	<p>Cette loi a pour objet d'assurer la qualité des travaux de construction d'un bâtiment et, dans certains cas, d'un équipement destiné à l'usage du public, d'une installation non rattachée à un bâtiment ou d'une installation d'équipements pétroliers ; d'assurer la sécurité du public qui accède à un bâtiment ou à un équipement destiné à l'usage du public ou qui utilise une installation non rattachée à un bâtiment ou une installation d'équipements pétroliers ; d'assurer la qualification professionnelle, la probité et la solvabilité des entrepreneurs et des constructeurs-propriétaires.</p> <p>https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/B-1.1</p>
Loi sur l'aménagement et l'urbanisme	<p>Cette loi institue, entre autres, un régime d'aménagement et d'urbanisme visant à partager les responsabilités en matière d'aménagement et d'urbanisme entre le gouvernement, les communautés métropolitaines, les municipalités régionales de comté et les municipalités locales.</p> <p>https://www.legisquebec.gouv.qc.ca/fr/document/lc/A-19.1</p>

8 Les prochaines étapes : évaluer et proposer des pistes de solutions compatibles avec la cible de carboneutralité en 2050

La croissance projetée de la demande pour de l'électricité décarbonée à l'horizon 2050 est au moins 50 % plus élevée que ce que nous consommons en 2023. Dans ce contexte, la gestion de la pointe de demande hivernale est un défi critique à relever, pour permettre la décarbonation du Québec. Ce défi n'est pas nouveau au Québec, il était déjà mentionné dans le rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec publié en 2014 (Lanoue & Mousseau, 2014).

Le rythme de transformation requis pour atteindre nos objectifs climatiques implique que des solutions structurantes soient développées et mises en œuvre, dans les plus brefs délais, afin de répondre au défi de la gestion de la pointe de demande d'électricité. Il faut rapidement arrêter d'empirer la situation en réglementant les nouveaux bâtiments afin de limiter leur contribution à la pointe de demande d'électricité.

Proposition de départ

Dans le contexte d'augmentation de la demande d'électricité causé par l'électrification des services énergétiques, et par la croissance de la population, nous proposons d'explorer un cadre réglementaire soutenant **une répartition alternative des responsabilités pour la gestion de la pointe et soutenant une approche de gestion décentralisée.**

Les clients visés par cette réglementation devraient être, en premier lieu, tous ceux nouvellement branchés, incluant ceux du secteur multirésidentiel, commercial, institutionnel, manufacturier et industriel. **Ceux-ci auraient alors l'entière responsabilité de la gestion de la pointe hivernale.**

Dans le processus de développement de cette réglementation, plusieurs éléments doivent être définis et évalués :

- les critères permettant de définir ce qu'est la pointe de demande au Québec, et ce qu'est un événement de pointe (période de l'année, critère de puissance, de température, de localisation...), ainsi que leurs impacts sur les différents secteurs concernés ;
- des répartitions alternatives des responsabilités pour la gestion de pointe favorisant des approches plus décentralisées (rôle des gouvernements – le provincial, les municipalités, d'Hydro-Québec, des citoyens, d'autres acteurs) ;
- différentes options technologiques telles que les systèmes de stockage décentralisés (thermique, chimique), les systèmes de chauffage à faibles émissions ayant un faible impact sur la pointe (exemple : les thermopompes géothermiques), l'autoconsommation, l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments (enveloppe, systèmes de chauffage, ventilation

et air climatisé, méthodologie de gestion de la consommation), les nanoréseaux et microréseaux ;

- la compatibilité avec nos engagements climatiques.

Bibliographie

- Acharige, S. S. G., Haque, Md. E., Arif, M. T., Hosseinzadeh, N., Hasan, K. N., & Oo, A. M. T. (2023). Review of Electric Vehicle Charging Technologies, Standards, Architectures, and Converter Configurations. *IEEE Access*, *11*, 41218-41255. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2023.3267164>
- Alsalloum, H. (2021). *Gestion décentralisée des interactions complexes entre producteurs et consommateurs d'énergie électrique* [Thèse, Université de Technologie de Troyes ; Université Libanaise]. <https://theses.hal.science/tel-03808743>
- Astudillo, M. F., Vaillancourt, K., Pineau, P.-O., & Amor, B. (2017). Can the household sector reduce global warming mitigation costs? Sensitivity to key parameters in a TIMES techno-economic energy model. *Applied Energy*, *205*, 486-498. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.07.130>
- AVÉQ. (2023, février). *Statistiques SAAQ-AVÉQ sur l'électromobilité au Québec en date du 31 décembre 2022 [Infographie]*. AVÉQ - Association des Véhicules Électriques du Québec. <http://www.aveq.ca/1/post/2023/02/statistiques-saaq-aveq-sur-lelectromobilite-au-quebec-en-date-du-31-decembre-2022-infographie.html>
- Baril, H. (2023, avril 20). Hydro-Québec : Un bilan en demi-teinte pour Hilo. *La Presse*. <https://www.lapresse.ca/affaires/2023-04-20/hydro-quebec/un-bilan-en-demi-teinte-pour-hilo.php>
- Beeker, É. (2021). Quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030 ? *La note d'analyse de France Stratégie*, *99*(1), 1-12. <https://doi.org/10.3917/lna.099.0001>
- Bergeron, U. (2022, octobre 27). *Une pointe sous-évaluée qui coûte cher à Hydro-Québec*. Le Devoir. <https://www.ledevoir.com/economie/767881/une-pointe-sous-evaluee-qui-coute-cher>
- Bistline, J., Blanford, G., McCollum, D., & Roney, C. (2021). *Canadian National Electrification Assessment*. Electric Power Research Institute.
- Bistline, J. E. T., Roney, C. W., McCollum, D. L., & Blanford, G. J. (2021). Deep decarbonization impacts on electric load shapes and peak demand. *Environmental Research Letters*, *16*(9), 094054. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/ac2197>
- Bouchet, C., & Pineau, P.-O. (2020). *Les surplus électriques au Québec*.
- Bruce, J., Krönert, F., Obel, F., Schumache, L., Yuen, K., Wiesner, E., Grege, K., Lidström, E., Walsh, R., Iuvchik, T., Göransson, L., & Taljegård, M. (2020). *Eleff ekt ågan - utmaningar och lösningar [Énergie électrique—Défis et solutions]*. North European Energy Perspectives Project (NEPP).
- Bureau de la transition écologique et de la résilience. (2022). *Feuille de route vers des bâtiments montréalais zéro émission dès 2040—Document de consultation*. https://ville.montreal.qc.ca/pls/portal/docs/PAGE/COMMISSIONS_PERM_V2_FR/MEDIA/DOCUMENTS/DOCUMENTATION_BATIMENTSZ%C9RO%C9MISSION_20221116.PDF
- Cabinet du ministre de l'Agriculture, des Pêcheries et de l'Alimentation. (2020, novembre 27). *Mise à jour—Tout le Québec s'investit—Québec veut doubler le volume de culture en serre d'ici 5 ans*. *Gouvernement du Québec*.

<https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/tout-le-quebec-sinvestit-quebec-veut-doubler-le-volume-de-culture-en-serre-dici-5-ans>

- Cameron, D. (2023, mars 23). Autonomie alimentaire au Québec : Le volume de production en serre a presque doublé. *La Presse*.
<https://www.lapresse.ca/actualites/environnement/2023-03-23/autonomie-alimentaire-au-quebec/le-volume-de-production-en-serre-a-presque-double.php>
- Chatelin, S. (2016). Dossier spécial : Sobriété. *Fil d'Argent*, 5.
https://negawatt.org/telechargement/Presse/1601_Fil-dargent_Qu-est-ce-que-la-sobriete.pdf
- Chaudry, M., Jayasuriya, L., Blainey, S., Lovric, M., Hall, J. W., Russell, T., Jenkins, N., & Wu, J. (2022). The implications of ambitious decarbonisation of heat and road transport for Britain's net zero carbon energy systems. *Applied Energy*, 305, 117905.
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117905>
- Chua, K. H., Lih Bong, H., Lim, Y. S., Wong, J., & Wang, L. (2020). The State-of-the-Arts of Peak Shaving Technologies : A Review. *2020 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE)*, 162-166.
<https://doi.org/10.1109/ICSGCE49177.2020.9275637>
- Department for Energy Security and Net Zero. (2023). *Digest of UK Energy Statistics (DUKES) : Electricity - Chapter 5 : Statistics on electricity from generation through to sales*. [National statistics]. Government of United Kingdom.
https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1174357/DUKES_2023_Chapter_5.pdf
- Diaz, D., Blanford, G., Vairamohan, B., & Johnson, B. (2020). *Electrification Scenarios for New York's Energy Future*. Electric Power Research Institute.
- Dimanchev, E. G., Hodge, J. L., & Parsons, J. E. (2021). The role of hydropower reservoirs in deep decarbonization policy. *Energy Policy*, 155, 112369.
<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112369>
- Dunsky. (2021). *Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec - Horizons 2030 et 2050 (Mise à jour 2021)*. https://www.dunsky.com/wp-content/uploads/2021/09/Rapport_Final_Trajectoires_QC_2021.pdf
- Edom, É., Langlois-Bertrand, S., & Mousseau, N. (2022). *Une perspective stratégique pour le secteur de l'électricité dans le centre et l'est du Canada*. Institut de l'énergie Trottier, Polytechnique Montréal.
- Énergir. (2021). *Énergir : Cap sur 2030*. https://energir.com/files/energir_common/Cap-sur-2030_sept-2021_VF-1.pdf
- Environnement et Changement climatique Canada. (2023). *Rapport de données quotidiennes pour janvier 2022–Climat–Environnement et Changement climatique Canada*. Dernière modification 2023-07-14.
https://climat.meteo.gc.ca/climate_data/daily_data_f.html?StationID=51157&timeframe=2&StartYear=1840&EndYear=2019&type=line&MeasTypeID=meantemp&time=LST&Day=4&Year=2022&Month=1

- Frick, N. M., Hoffman, I. M., Goldman, C. A., Leventis, G., Murphy, S., & Schwartz, L. C. (2019). *Peak Demand Impacts From Electricity Efficiency Programs* (1574346; p. 1574346). Lawrence Berkeley National Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1574346>
- Frick, N., Murphy, S., Miller, C., Leventis, G., LaCommare, K., Goldman, C., & Schwartz, L. (2020). *Peak Demand Savings from Efficiency : Opportunities and Practices*. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Furszyfer Del Rio, D. D., Sovacool, B. K., Griffiths, S., Bazilian, M., Kim, J., Foley, A. M., & Rooney, D. (2022). Decarbonizing the pulp and paper industry : A critical and systematic review of sociotechnical developments and policy options. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 167, 112706. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112706>
- GIEC (Éd.). (2023). Demand, Services and Social Aspects of Mitigation. Dans *Climate Change 2022–Mitigation of Climate Change* (1^{re} éd., p. 503-612). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/9781009157926.007>
- Gouvernement du Canada, L. R. de l'énergie du C. (2022, juillet 28). *ONÉ - Profils énergétiques des provinces et territoires - Québec*. <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/marches-energetiques/profils-energetiques-provinces-territoires/profils-energetiques-provinces-territoires-quebec.html>
- Gouvernement du Québec. (2023). *Plan de mise en œuvre 2023-2028 du Plan pour une économie verte 2030*. <https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/plan-de-mise-en-oeuvre-2023-2028-du-plan-pour-une-economie-verte-2030-plus-de-9-g-pour-accelerer-notre-transition-climatique-et-energetique-et-faire-prosperer-notre-economie-48013>
- Government of British Columbia. (s. d.). *Energy Utility Demand-side Management (DSM)– Province of British Columbia*. Province of British Columbia. Consulté 6 août 2023, à l'adresse <https://www2.gov.bc.ca/gov/content/industry/electricity-alternative-energy/energy-efficiency-conservation/policy-regulations/demand-side-management>
- Hellio. (2023). *Effacement électrique : Comprendre le mécanisme*. <https://www.hellio.com/actualites/conseils/effacement-consommation-electrique>
- Hoffman, I., Billingsley, M., Schiller, S., Goldman, C., & Stuart, E. (2013). *Energy Efficiency Program Typology and Data Metrics : Enabling Multi-State Analyses Through the Use of Common Terminology* (LBNL-6370E, 1165198; p. LBNL-6370E, 1165198). Lawrence Berkeley National Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1165198>
- Hoffman, I., Goldman, C. A., Murphy, S., Frick, N. A., Leventis, G., & Schwartz, L. C. (2018). *The Cost of Saving Electricity Through Energy Efficiency Programs Funded by Utility Customers : 2009-2015* (1457014; p. 1457014). Lawrence Berkeley National Laboratory. <https://doi.org/10.2172/1457014>
- Hydro-Québec. (s. d.-a). *Hydro-Québec Transénergie et équipement*. Consulté 6 avril 2023, à l'adresse <https://www.hydroquebec.com/transenergie/fr/>
- Hydro-Québec. (s. d.-b). *La biénergie vous intéresse ? Faites le tour du sujet*. Consulté 6 août 2023, à l'adresse <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/tarif-dt.html>

- Hydro-Québec. (s. d.-c). *Option tarifaire pour la culture de végétaux*. Consulté 3 août 2023, à l'adresse <https://www.hydroquebec.com/residentiel/option-electricite-additionnelle-vegetaux-appuis-financier.html>
- Hydro-Québec. (s. d.-d). *Tarif DT*. Consulté 18 juillet 2023, à l'adresse <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/tarif-dt.html>
- Hydro-Québec. (s. d.-e). *Tarif Flex D*. Consulté 5 juin 2023, à l'adresse <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/tarif-flex-d.html>
- Hydro-Québec. (2002). *Bref historique des interventions d'hydro-Québec en efficacité énergétique*. http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3473-01/HQ/HQD2-1_5nov02.pdf
- Hydro-Québec. (2022a). *Plan d'approvisionnement 2023-2032*. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=641&phase=1&Provenance=B&generate=true
- Hydro-Québec. (2022b). *Plan d'approvisionnement 2023-2032 : Approvisionnement– Complément d'information (R-4210-2022 HQD-2 document 3)*.
- Hydro-Québec. (2022c). *Plan d'approvisionnement 2023-2032–Prévision de la demande, complément d'information*. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=641&phase=1&Provenance=B&generate=true
- Hydro-Québec. (2022d). *Plan stratégique 2022-2026 d'Hydro-Québec*.
- Hydro-Québec. (2022e). *Rapport annuel 2021 Hydro-Québec*. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2021-hydro-quebec.pdf?v=20230223>
- Hydro-Québec. (2023a). *Rapport annuel 2022*. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel-2022-hydro-quebec.pdf?v=20230223>
- Hydro-Québec. (2023b). *Tarifs d'électricité 2023*. <https://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/tarifs-electricite.pdf?v=20230401>
- Hydro-Québec. (2023c). *Hydro-Québec et les données ouvertes*. <https://www.hydroquebec.com/documents-donnees/donnees-ouvertes/>
- Hyndman, R. J., & Fan, S. (2010). Density Forecasting for Long-Term Peak Electricity Demand. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(2), 1142-1153. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2009.2036017>
- IEA. (2019). *Energy Policies of IEA Countries–Sweden 2019 Review*.
- IEA. (2020). *Sweden–Country profile*. IEA. <https://www.iea.org/countries/sweden>
- Jabir, H. J., Teh, J., Ishak, D., & Abunima, H. (2018). Impacts of demand-side management on electrical power systems : A review. *Energies*, 11(5), 1050.
- Jadun, P., McMillan, C., Steinberg, D., Muratori, M., Vimmerstedt, L., & Mai, T. (2017). *Electrification Futures Study : End-Use Electric Technology Cost and Performance*

- Projections through 2050* (NREL/TP-6A20-70485). National Renewable Energy Laborator. <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70485.pdf>
- Jutsen, J. (2015). *Energy productivity vs. Energy efficiency* [LinkedIn]. <https://www.linkedin.com/pulse/energy-productivity-vs-efficiency-jonathan-jutsen/>
- Kan, X. (2023). *From Sweden to the world : Analysis of future low-carbon electricity systems*.
- Keskar, A., Galik, C., & Johnson, J. X. (2023a). Planning for winter peaking power systems in the United States. *Energy Policy*, 173, 113376. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113376>
- Keskar, A., Galik, C., & Johnson, J. X. (2023b). Planning for winter peaking power systems in the United States. *Energy Policy*, 173, 113376. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113376>
- Langlois-Bertrand, S., Vaillancourt, K., Beaumier, L., Pied, M., Bahn, O., & Mousseau, N. (2021). *Perspectives énergétiques canadiennes 2021 - Horizon 2060*. <http://iet.polymtl.ca/perspectives-energetiques/>
- Lanoue, R., & Mousseau, N. (2014). *Maîtriser notre avenir énergétique. Pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous*. Commission sur les enjeux énergétiques du Québec. <http://consultationenergie.gouv.qc.ca>
- Liu, J., Chai, Y., Xiang, Y., Zhang, X., Gou, S., & Liu, Y. (2018). Clean energy consumption of power systems towards smart agriculture : Roadmap, bottlenecks and technologies. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 4(3), 273-282. <https://doi.org/10.17775/CSEEPES.2017.01290>
- Mai, T. T., Jadun, P., Logan, J. S., McMillan, C. A., Muratori, M., Steinberg, D. C., Vimmerstedt, L. J., Haley, B., Jones, R., & Nelson, B. (2018). *Electrification Futures Study : Scenarios of Electric Technology Adoption and Power Consumption for the United States* (NREL/TP--6A20-71500, 1459351; p. NREL/TP--6A20-71500, 1459351). <https://doi.org/10.2172/1459351>
- Meadowcroft, J. (2021). Pathways to net zero : A decision support tool. *Transition Accelerator Reports*, 3(1), 1-108.
- MEI. (s. d.). *Le secteur / Aperçu de l'industrie chimique*. Ministère de l'Économie et de l'Innovation. Consulté 29 septembre 2022, à l'adresse <https://www.economie.gouv.qc.ca/bibliotheques/secteurs/chimie/aperçu-de-lindustrie-chimique/>
- MERN. (2022). *Plan directeur en transition, innovation, et efficacité énergétiques–Mise à niveau 2026*. <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/plan-directeur/MERN-Mise-niveau-2026-plan-directeur-transition-energetique.pdf#page=50>
- Miranowski, J. A. (2005). Energy Consumption in US Agriculture. *Agriculture as a Producer and Consumer of Energy*, 1, 68-111.
- Muley, K. C., & Bhongade, S. (2019). *Load Management Techniques and Pricing Model for Demand Side Management - A Review*.
- Net Zero by 2050 - Analysis*. (s. d.). IEA. Consulté 13 décembre 2022, à l'adresse <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

- New York ISO. (2021, juillet). How Winter Energy Use May Grow with Electrification. *New York ISO : Independent System Operator*. <https://www.nyiso.com/-/how-winter-energy-use-may-grow-with-electrification>
- NREL. (s. d.). *Electrification Futures Study : A Technical Evaluation of the Impacts of an Electrified U.S. Energy System*. Energy Analysis. Consulté 4 août 2023, à l'adresse <https://www.nrel.gov/analysis/electrification-futures.html>
- Özkizilkaya, Ö. (2014). *Thermosensibilité de la demande électrique : Identification de la part non linéaire par couplage d'une modélisation bottom-up et de l'approche bayésienne*. École Nationale Supérieure des Mines de Paris.
- Pedroli, F., & Mousseau, N. (2020). Analyse du secteur des bâtiments commerciaux et institutionnels. *Rapports de l'Accélérateur de Transition*, 2(6), 1-52.
- Pedroli, F., & Mousseau, N. (2022). *Enjeux, leviers et freins de la décarbonation des bâtiments commerciaux et institutionnels au Québec*. 4(1), 1-31.
- Pelletier, F., & Faruqui, A. (2022). Does dynamic pricing work in a winter-peaking climate? A case study of Hydro Quebec. *The Electricity Journal*, 35(2), 107080. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2022.107080>
- Pineau, P.-O., Gauthier, P., Whitmore, J., Normandin, D., Beaudoin, L., & Beaulieu, J. (2019). *Portrait et pistes de réduction des émissions industrielles de gaz à effet de serre au Québec—Volet 1*.
- Ressources naturelles Canada. (s. d.). *Base de données complète sur la consommation d'énergie*. Gouvernement du Canada. Consulté 16 juillet 2023, à l'adresse https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux_complets/liste.cfm
- Ressources naturelles Canada. (2022a, mai). *Secteur commercial et institutionnel Québec—Tableau 24 : Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES pour le chauffage des locaux par source d'énergie*. <https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/showTable.cfm?type=CP§or=com&juris=qc&rn=24&page=3>
- Ressources naturelles Canada. (2022b, mai). *Secteur résidentiel Québec—Tableau 5 : Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES pour le chauffage des locaux par source d'énergie*. <https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/showTable.cfm?type=CP§or=res&juris=qc&rn=5&page=3>
- Rosemont-La Petite-Patrie. (2023). *Rosemont—La Petite-Patrie : Nouveaux tarifs de vignettes basés sur la masse*. Ville de Montréal. <https://montreal.ca/actualites/rosemont-la-petite-patrie-nouveaux-tarifs-de-vignettes-bases-sur-la-masse-47738>
- RTE. (2020). *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité de France—Édition 2019*.
- RTE. (2022a). *Futurs énergétiques 2050*. <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>
- RTE. (2022b). *éCO2mix—Les chiffres clés de l'électricité*. <https://www.rte-france.com/eco2mix/les-chiffres-cles-de-lelectricite>

- Soleil, M.-S. B., Le. (2023, février 3). *Une demande d'électricité record pour Hydro-Québec en raison du froid extrême*. Le Soleil. <https://www.lesoleil.com/2023/02/03/une-demande-deelectricite-record-pour-hydro-quebec-en-raison-du-froid-extreme-c41450755b6e3eed445c90dbd7c7b9e4/>
- Specian, M., Cohn, C., & York, D. (2021). *Demand-Side Solutions to Winter Peaks and Constraints*. ACEEE. <https://www.aceee.org/sites/default/files/pdfs/u2101.pdf>
- Statistique Canada. (2022, juillet 13). *Série « Perspective géographique », Recensement de 2021–Sherbrooke*. <https://www12.statcan.gc.ca/census-recensement/2021/as-sa/fogs-spg/page.cfm?lang=F&topic=1&dguid=2021A00052443027>
- Tarif D avec option de crédit hivernal | Hydro-Québec*. (s. d.). Consulté 19 décembre 2022, à l'adresse <https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/tarifs/option-credit-hivernal.html>
- Thomaßen, G., Kavvadias, K., & Jiménez Navarro, J. P. (2021). The decarbonisation of the EU heating sector through electrification : A parametric analysis. *Energy Policy*, 148, 111929. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2020.111929>
- Trotter, I. M., Bolkesjø, T. F., Jåstad, E. O., & Kirkerud, J. G. (2021). *Increased Electrification of Heating and Weather Risk in the Nordic Power System* (arXiv:2112.02893). arXiv. <http://arxiv.org/abs/2112.02893>
- Turesson, H. A., & Werneskog, J. (2020). *The Challenge of Providing Sufficient Grid Capacity for Electrification to Be a Key Factor in Achieving Climate Neutrality Until 2045* [Mémoire de maîtrise]. Université Linköping.
- U.S. Department of Energy. (2006). *Benefits of Demand Response in Electricity Market and Recommendations for Achieving Them*. https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandMedia/DOE_Benefits_of_Demand_Response_in_Electricity_Markets_and_Recommendations_for_Achieving_Them_Report_to_Congress.pdf
- US EIA. (2020). *Hourly electricity consumption varies throughout the day and across seasons*. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42915>
- Vérificatrice générale du Québec. (2022, décembre). *Rapport du Vérificateur général du Québec à l'Assemblée nationale pour l'année 2022-2023–Hydro-Québec : Maintenance des actifs du réseau de distribution d'électricité*. https://www.vgq.qc.ca/Fichiers/Publications/rapport-annuel/189/05_vgq_ch05_dec2022_web.pdf
- Wenz, L., Levermann, A., & Auffhammer, M. (2017). North-south polarization of European electricity consumption under future warming. *Proceedings of the National Academy of Sciences*, 114(38), E7910-E7918. <https://doi.org/10.1073/pnas.1704339114>
- Whitmore, J., & Pineau, P.-O. (2022). *État de l'énergie au Québec—Édition 2022*. Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal. https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2022/03/EEQ2022_web.pdf
- Whitmore, J., & Pineau, P.-O. (2023). *État de l'énergie au Québec 2023*. Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal, préparé pour le gouvernement du Québec. https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2023/02/EEQ2023_WEB.pdf

Whitmore, J., Pineau, P.-O., & Harvey, J. (2019). *Productivité énergétique : Amorcer la décarbonisation en stimulant l'économie* (p. 66). <https://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2019/12/PE2019.pdf>

Zhang, M., Millar, M.-A., Yu, Z., & Yu, J. (2022). An assessment of the impacts of heat electrification on the electric grid in the UK. *Energy Reports*, 8, 14934-14946. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.408>