

HEC MONTRÉAL

**Croissance et transformation de la demande d'électricité pour la décarbonation :
implications pour le système électrique du Nord-Est nord-américain**

par

Anthony Migneault

Pierre-Olivier Pineau

HEC Montréal

Codirecteur de recherche

Justin Caron

HEC Montréal

Codirecteur de recherche

Sciences de la gestion

(Spécialisation Économie appliquée)

*Mémoire présenté en vue de l'obtention
du grade de maîtrise ès sciences en gestion*

(M. Sc.)

Décembre 2023

Résumé

Les États du Nord-Est nord-américain se sont engagés à réduire leurs émissions de 80 % et plus. L'électrification que ces engagements demandent ajoute une pression importante sur le système électrique existant, et requerra d'importantes nouvelles capacités de production d'électricité renouvelable. À l'aide d'un modèle de consommation finale d'énergie comprenant des dimensions géographiques et temporelles inédites, ce mémoire évalue d'abord comment la demande d'électricité se transformera et dans quelle mesure elle augmentera avec l'électrification de la consommation d'énergie dans le Nord-Est nord-américain. Les demandes ainsi simulées servent ensuite d'intrant à un modèle d'expansion de la capacité qui détermine les investissements optimaux de capacités à installer par région pour leur permettre de décarboner complètement leur production d'énergie, tout en répondant à un profil de demande d'électricité transformé. Conformément à la littérature, ces modèles suggèrent que l'électrification des secteurs résidentiels et commerciaux fera plus que doubler la pointe annuelle d'électricité en la déplaçant vers l'hiver. L'électrification de cette région augmentera la demande d'électricité d'entre 14 % et 54 % selon les secteurs électrifiés, avec des implications hétérogènes entre les États sur le système électrique.

Abstract

Northeastern North American states have pledged to reduce their emissions by 80% or more. The electrification that these commitments call for puts significant pressure on the existing electricity system, and will require substantial new renewable electricity generation capacity. Using an end-use model with unprecedented geographic and temporal dimensions, this paper first assesses how electricity demand will change, and to what extent it will increase, with the electrification of energy consumption in the Northeastern North America. The simulated demands then serve as input to a capacity expansion model that determines the optimal capacity investments to be installed by region to enable them to fully decarbonize their power generation, while meeting a transformed electricity demand profile. In line with the literature, these models suggest that electrification of the residential and commercial sectors will more than double the annual electricity peak by shifting it to winter. Electrification of this region will increase electricity demand by between 14% and 54% depending on which sectors are electrified, with heterogeneous implications for the power system between states.

Table des matières

1. Introduction	10
1.1. État de l'énergie dans le Nord-Est nord-américain.....	10
1.2. Questions de recherche	13
2. Revue de littérature.....	17
2.1. Classification des modèles économie-énergie couramment utilisés.....	17
2.2. Impacts de la décarbonation sur la demande d'électricité	22
2.3. Impacts de la décarbonation sur les investissements en énergie propre	27
2.4. Contribution à la littérature.....	28
2.4.1. Les méthodologies existantes reprises dans le cadre de ce mémoire.....	28
2.4.2. Contributions méthodologiques et résultats novateurs	28
3. Méthodologie.....	31
3.1. Modèle de consommation finale d'énergie.....	31
3.2. Modèle d'expansion de la capacité.....	34
3.3. Difficultés méthodologiques rencontrées, synthèse des hypothèses faites aux modèles pour les contourner et discussion de leurs implications.....	36
3.3.1. Les hypothèses pour le modèle de consommation finale d'énergie.....	36
3.3.2. Les hypothèses pour le modèle d'expansion de la capacité.....	38
3.4. Hypothèse économique et implication.....	39
4. Données	41
4.1. Modèle de consommation finale d'énergie.....	41
4.2. Évaluation de la capacité du modèle de consommation finale d'énergie à répliquer la charge horaire observée du NPCC	45
4.3. Modèle d'expansion de la capacité.....	48
5. Résultats.....	49

5.1.	Résultats pour le modèle de consommation finale d'énergie	49
5.1.1.	Impacts de l'électrification sur la croissance et la transformation de la demande d'électricité.....	49
5.1.2.	Impacts de l'efficacité énergétique sur l'atténuation de la croissance de la demande d'électricité.....	55
5.1.3.	Le rôle potentiel du changement des habitudes de consommation dans la réduction de la pointe	58
5.2.	Résultats pour le modèle d'expansion de la capacité : impacts de l'électrification sur les coûts du système électrique du NPCC	62
5.2.1.	Répartition régionale des coûts.....	66
5.2.2.	Implications sur les besoins en nouvelles capacités de production	67
5.2.3.	Implications sur les besoins en nouvelles capacités de transport	69
5.2.4.	Implications sur le coût marginal du système électrique : construction de courbes d'offre d'électricité pour les régions du NPCC.....	70
6.	Conclusion.....	72
	Bibliographie.....	74
	Annexe A	79
	Annexe B	83
	Annexe C	85
	Annexe D	88

Liste des figures

Figure 1 : Représentation de la région du NPCC.....	10
Figure 2 : Consommation annuelle d'énergie primaire et secondaire par secteur, type d'énergie consommé et région du NPCC, 2021.....	11
Figure 3 : Composantes générales d'un modèle économie-énergie.....	18
Figure 4 : Illustration de l'offre, de la demande et de la fonction objective (aire A) dans un modèle du système électrique avec une demande inélastique	20
Figure 5 : Classification des modèles de consommation finale d'énergie.....	21
Figure 6 : Construction du profil horaire de demande d'électricité par utilisation finale, cas fictif.....	34
Figure 7 : Profils de charges horaires selon l'utilisation finale et le jour de la semaine...	44
Figure 8 : Profil quotidien de charge des voitures électriques, données horaires.....	45
Figure 9 : Reproduction d'une année synthétique, demande horaire observée et diagramme de charges classées.....	45
Figure 10 : Impact de l'électrification sur la demande horaire d'électricité par secteur électrifié, diagramme de charges horaires classées, données horaires.....	50
Figure 11 : Décomposition de la demande horaire d'électricité durant la journée de pointe entre secteurs lorsque le secteur des transports est entièrement électrifié, Ontario et provinces maritimes, GW	53
Figure 12 : Intensité énergétique du chauffage des pièces dans les bâtiments résidentiels du Québec par période de construction, 2019.....	56
Figure 13 : Impact de l'efficacité énergétique par secteur visé ou par les thermopompes résidentielles, diagrammes de charges classées, données horaires, chauffage électrique actuel et électrification complète des secteurs résidentiels et commerciaux	57
Figure 14 : Profils quotidiens de charge pour les électroménagers durant les jours de semaine, données horaires	59

Figure 15 : Profils quotidiens de charge pour la recharge des voitures électriques durant les jours de semaine, données horaires	60
Figure 16 : Impact de la tarification dynamique sur les électroménagers pour le profil de charge dans la région du NPCC, données horaires, année de référence, diagramme de charge classé, journée estivale de référence et journée hivernale de référence	61
Figure 17 : Impact du lissage de la consommation pour la recharge des véhicules électriques sur le profil de charge du NPCC, données horaires, année de référence, diagramme de charge classé, journée estivale de référence et journée hivernale de référence.....	61
Figure 18 : Visualisation de l'exercice d'estimation des coûts de la décarbonation selon l'état du système électrique et de la demande d'électricité, en milliards de dollars annuels actualisés	63
Figure 19 : Impacts marginaux de différentes composantes de la demande d'électricité sur les coûts annualisés d'un système électrique décarboné du NPCC	66
Figure 20 : Nouvelles capacités de production et de stockage d'électricité renouvelable à installer dans un système électrique décarboné du NPCC selon différents profils de demande	68
Figure 21 : Nouvelles capacités de transport d'électricité renouvelable à installer dans système électrique décarboné du NPCC selon différents profils de demande.....	69
Figure 22 : Courbes de coût marginal horaire du système électrique selon les régions du NPCC où les secteurs résidentiels, commerciaux et des transports sont entièrement électrifiés.....	71

Liste des tableaux

Tableau 1 : Synthèse de travaux évaluant l'impact de l'électrification sur la croissance de la charge de pointe et la demande d'énergie électrique selon leurs caractéristiques méthodologiques	26
Tableau 2 : Paramètres utilisés pour modéliser la demande finale annuelle d'électricité.	32
Tableau 3 : Paramètres de la demande totale de référence pour chaque région.....	42
Tableau 4 : Écart de la demande annuelle totale d'énergie et corrélation horaire entre la demande d'électricité observée et la demande simulée	46
Tableau 5 : Charge additionnelle (en GW, tableau 5.1) et augmentation de l'énergie consommée (en TWh, tableau 5.2) liée à l'électrification de différents secteurs par région du NPCC	51
Tableau 6 : Impacts marginaux de différentes composantes de la demande d'électricité sur les coûts annualisés d'un système électrique décarboné du NPCC	64

Remerciements

Je tiens d'abord à remercier sincèrement mes codirecteurs de recherche Justin Caron et Pierre-Olivier Pineau pour leur disponibilité sans faille et pour leurs précieux conseils et enseignements durant ma rédaction. Je suis également reconnaissant de l'altruisme de Florian Mitjana, que je tiens à remercier pour son soutien constant. Je lui souhaite bon succès dans la suite de son parcours.

Merci également à mes parents et à ma sœur, qui sont avec Maude ma plus grande source d'encouragement. Vous êtes pour moi des exemples de détermination.

Merci également à mes amis qui m'ont accompagné depuis le début de mon parcours universitaire. C'est une chance pour moi de vous côtoyer. Je suis si heureux que Sherbrooke ait fait croiser nos chemins.

Je tiens surtout à remercier ma femme Maude Vermette-Laforme pour son appui omniprésent, pour sa générosité sans limite et pour sa bienveillance. Je veux finalement remercier mon fils Léandre Migneault, mon partenaire de jeu préféré. Ces deux dernières années n'auraient pas pu être plus belles sans lui.

1. Introduction

1.1. État de l'énergie dans le Nord-Est nord-américain

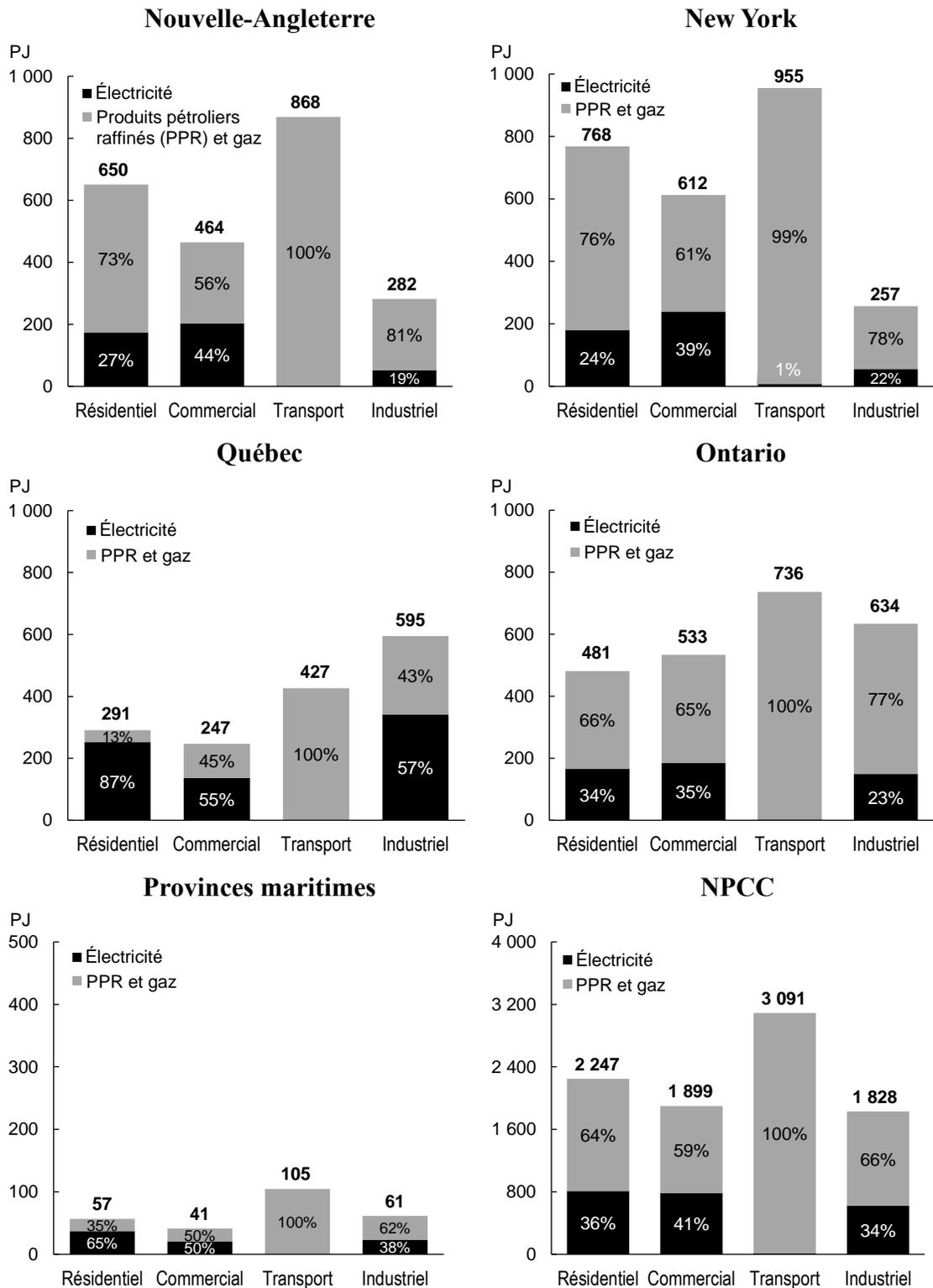
Les États formant le Northeast Power Coordinating Council (NPCC, figure 1) se sont indépendamment engagés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre (GES) d'au moins 80 % d'ici 2050 (Gouvernement de l'Ontario, 2015 ; ISO New England, 2022 ; New York State, 2022 ; Gouvernement du Canada, 2023). Dans cette région de l'Amérique du Nord, le remplacement des énergies fossiles pour la production d'électricité demandera de construire massivement de nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable (IRENA, 2023). Ces objectifs climatiques leur demanderont aussi d'électrifier leur consommation d'énergie, ce que fera le remplacement des véhicules à essence par les véhicules électriques ou le chauffage au mazout par le chauffage électrique, par exemple. Or, les trois quarts de l'énergie qu'elles consomment proviennent actuellement de sources fossiles (figure 2). Alors que le système électrique est appelé à se décarboner, l'électrification de la consommation d'énergie ajoutera donc des besoins considérables en nouvelles capacités de production et de transport d'électricité.

Figure 1 : Représentation de la région du NPCC



Source : NPCC (2022)

Figure 2 : Consommation annuelle d'énergie primaire et secondaire par secteur, type d'énergie consommé et région du NPCC, 2021



Sources : Statistique Canada (tableau 25-10-0029-01) et State Energy Data System (tableaux C5, C6, C7 et C8)

Ce mémoire tente d'abord d'évaluer comment la demande d'électricité se transformera et dans quelle mesure elle augmentera avec l'électrification de la consommation d'énergie dans un système électrique décarboné du NPCC. Le but est d'ensuite montrer les implications de cette électrification sur les besoins en nouvelles infrastructures d'électricité renouvelable et d'estimer leur coût. Bien que les habitudes de consommation se ressemblent d'une journée à l'autre, par exemple la recharge des voitures électriques qui se fait très souvent au retour du travail, la consommation d'électricité varie toutefois grandement à l'intérieur de la journée. En conséquence, l'électrification aura des impacts très différents sur la charge dépendamment de l'utilisation finale d'énergie qui est électrifiée. Par exemple, l'énergie consommée pour le chauffage augmente généralement durant la nuit pour atteindre un pic au matin. Or, cette habitude concorde avec l'utilisation de la douche et de certains électroménagers. Cette synchronisation de la consommation amplifie l'impact qu'aura l'électrification de ces deux utilisations d'énergie sur la charge de pointe.

Plus encore, le temps froid augmente la consommation d'énergie dédiée au chauffage et affecte négativement la performance des batteries des véhicules électriques (Recurrent, 2022), ce qui demande de les recharger plus longuement pour une même distance parcourue. En conséquence, l'électrification de ces deux usages d'énergie qui montrent une saisonnalité similaire, c'est-à-dire pour lesquels la consommation augmente durant l'hiver et diminue à l'été, aura ici aussi un impact amplifié sur la charge de pointe. À l'heure actuelle, très peu de travaux analysent les impacts de l'électrification sur la charge avec un modèle permettant de montrer un tel degré de précision temporelle et aucun ne fait le pont entre cette analyse et les coûts en infrastructure qui en découle pour la région du NPCC.

La segmentation de l'analyse de l'électrification par utilisation finale d'énergie fournit davantage d'information sur la mesure des investissements nécessaires à la décarbonation. Pour répondre efficacement aux charges de pointe, par exemple, de nombreuses juridictions expérimentent déjà depuis un moment la tarification dynamique (Faruqi et al., 2012). Les travaux qui intègrent ces habitudes intrajournalières de consommation des ménages et des entreprises peuvent donc mesurer les bénéfices de telles mesures.

Comme mentionné plus tôt, ce mémoire sur les régions composant le NPCC, soit les provinces Québec, Ontario, Nouvelle-Écosse et Nouveau-Brunswick (ci-après « provinces maritimes ») en plus de l'État de New York et la région de la Nouvelle-Angleterre (figure 1). Plusieurs raisons soutiennent l'intérêt pour la région. D'abord, parce qu'elle montre des disparités importantes en termes d'électrification, ce qui en fait une candidate de choix pour montrer les impacts qu'auront les différents chemins de décarbonation à travers le monde. Par exemple, 87 % de l'énergie consommée dans le secteur résidentiel est électrifiée au Québec, contre seulement 24 % à New York (figure 2). Le NPCC est un sujet d'étude intéressant parce qu'il montre aussi des profils de consommation d'électricités très différents entre ses régions, avec des pointes hivernales au Québec et dans les provinces maritimes, et des pointes estivales en Ontario, à New York et en Nouvelle-Angleterre. L'électrification du chauffage n'aura donc pas d'impact immédiat sur la pointe de ces trois dernières régions, ce qui indique qu'elle n'aura pas un impact linéaire sur l'augmentation des coûts du système électrique.

Pour décarboner entièrement ce territoire, il faudra donc électrifier massivement les sources d'énergie fossiles destinées à la consommation. À titre illustratif, cette quantité d'énergie à électrifier dans cette seule région pour atteindre la carboneutralité dépassait la production totale d'énergie renouvelable en Amérique du Nord en 2021 (IEA, 2022). D'ailleurs, les installations en électricité renouvelable du NPCC ne comblent toujours pas l'entièreté des besoins : en 2019, environ 20 % de l'énergie qui y était produite provenait toujours de sources fossiles (Bouchet et Pineau, 2022). Il va donc sans dire que l'électrification demandera des investissements importants. Ce mémoire mettra finalement en lumière certaines des mesures d'efficacité énergétique qui pourra atténuer ces coûts de manière importante.

1.2. Questions de recherche

La décarbonation de la production d'électricité viendra avec des coûts importants en capital et en frais d'exploitation pour les nouvelles infrastructures en électricité renouvelable. L'électrification des demandes finales d'énergie, comme le chauffage et les déplacements en voiture ne feront qu'accentuer ces coûts en augmentant davantage les besoins en nouvelles capacités de production et distribution de l'électricité. Ce mémoire a pour but de

mesurer l'ampleur de ces coûts. Plus largement, ils mesurent combien de nouvelles capacités de production et de transport d'électricité le NPCC devra installer pour répondre à la demande croissante d'électricité. L'approche utilisée permet également de mesurer l'ampleur des coûts que la croissance de la demande d'électricité implique, en plus d'estimer la distribution optimale de ces coûts entre les différentes régions du NPCC et entre les différentes technologies de production d'électricité disponible, notamment l'hydroélectricité, l'éolien, le solaire et le gaz naturel carboneutre. Concrètement, les questions de recherche de ce mémoire sont :

1. Comment l'électrification des consommations finales d'énergie transformera la demande d'électricité dans le NPCC et à jusqu'à quel point est-ce qu'elle l'augmentera?
2. Quelles sont les nouvelles capacités de production, de stockage et de transport d'électricité que cette consommation demandera de construire et quels seront les coûts de ces infrastructures?

Ces questions ne sont pas répondues dans un horizon temporel défini. L'électrification complète du parc automobile, par exemple, pourrait aussi bien arriver peu après l'interdiction de la vente de voitures à essence dans certaines régions du NPCC, ou beaucoup plus tard chez celles qui n'ont pas légiféré en ce sens. Ce mémoire mesure donc combien de nouvelles capacités de production d'électricité le NPCC devra construire pour décarboner différents secteurs de l'économie, mais ne se prononce pas sur le moment où ces capacités devront être installées.

Les capacités de production d'électricité doivent être suffisantes non seulement pour fournir assez d'énergie électrique durant l'année, mais également pour fournir assez de puissance pour répondre aux demandes de pointe de l'année. Parce que la demande d'électricité peut changer de manière importante d'une journée et d'une heure à l'autre, chaque demande finale d'énergie électrifiée doit être analysée pour brosser un portrait juste des coûts de l'électrification de l'économie.

Ce mémoire se concentrera sur l'électrification des secteurs suivants :

- Secteur résidentiel : électrification du chauffage des pièces et du chauffage de l'eau dans les bâtiments résidentiels (maisons unifamiliales, appartements, etc.)
- Secteur commercial : électrification du chauffage des pièces et du chauffage de l'eau dans les bâtiments commerciaux (tours à bureaux, hôpitaux, épiceries, etc.)
- Secteur des transports : électrification des voitures à essence en circulation

La manière dont se matérialisera l'électrification du secteur industriel change d'une industrie à l'autre. Il arrive que certains procédés industriels ne puissent être décarbonés à en pratique par l'électrification avec les technologies actuelles, comme les fours à ciment ou la fabrication de certains produits chimiques. L'électrification peut toutefois décarboner les opérations des bâtiments industriels, comme le chauffage des pièces. Toutefois, très peu de données sont disponibles à ce sujet, bien que les données abondent sur l'utilisation de l'énergie par type d'industrie ou même par type de procédé industriel. Pour ces raisons, l'électrification du secteur industriel n'est pas analysée dans le cadre de ce mémoire et la consommation d'électricité actuelle de ce secteur est considérée constante. Plus largement, les impacts mesurés de l'électrification sont toujours analysés indépendamment, c'est-à-dire que l'impact montré de l'électrification du secteur des transport suppose que les autres secteurs ne changent pas. Cela permet de mieux illustrer l'impact individuel qu'auront chacun de ces secteurs.

Segmenter la demande d'électricité entre tous les secteurs de l'économie et toutes les utilisations finales d'énergie demande de collecter un nombre important de données publiées dans des produits statistiques très différents selon le segment de la demande analysé. Pour y arriver, il faut synthétiser un ensemble hétérogène de bases de données montrant, par exemple :

- La consommation régionale annuelle d'énergie des différents secteurs de l'économie
- La distribution de la demande entre chaque utilisation finale dans ces secteurs
- La proportion de l'énergie consommée qui est électrifiée pour chaque utilisation finale d'énergie
- Les températures quotidiennes locales
- La population locale

- La superficie régionale du parc de bâtiments résidentiels et commerciaux
- La flotte régionale de voitures, de VUS et de camions à essence et électriques
- Les préférences horaires des ménages et des entreprises pour chacune des utilisations finales d'énergie selon le jour de la semaine

Cette approche permet de reproduire le plus fidèlement possible la demande horaire d'électricité dans chacune des régions du NPCC en la décomposant de chacune des utilisations finales de l'électricité grâce à un modèle économie-énergie de consommation finale d'énergie. Ce même modèle permet donc de mesurer les effets qu'aura chaque changement dans les déterminants de la demande d'électricité pour produire les profils de charge alternatifs. Ces profils servent ensuite d'intrant pour un second modèle d'économie-énergie d'expansion de la capacité. La prochaine section décrit ces types de modèles et montre comment d'autres travaux ont répondu avec une approche similaire aux questions de recherche de ce mémoire. Elle énumère les innovations méthodologiques du mémoire.

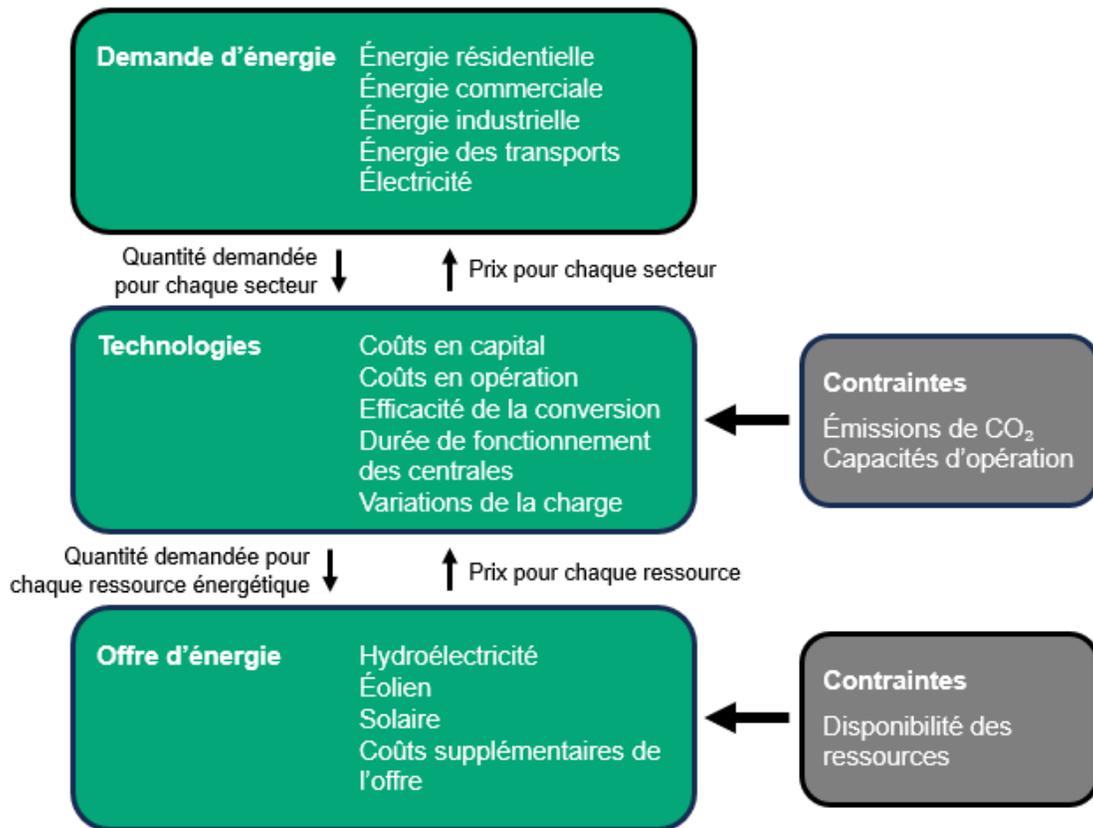
2. Revue de littérature

Les efforts de décarbonation en Amérique du Nord et la démocratisation des voitures électriques entraînent avec eux une littérature nouvelle abordant les implications de la demande croissante en énergie propre sur le système électrique existant. Comme cette décarbonation se matérialise aussi en investissements massifs dans les énergies renouvelables, beaucoup de travaux se penchent également sur les capacités de production à installer en électricité renouvelable pour répondre à sa demande croissante. De ces travaux, certains s'avancent à mesurer les montants que ces investissements représentent. Les prochaines sections visent à présenter ces trois déclinaisons de résultats sur les impacts de la décarbonation dans le système électrique dans les régions du NPCC afin de donner une référence de comparabilité pour les résultats des présents travaux et enfin mieux situer leur contribution à la littérature.

2.1. Classification des modèles économie-énergie couramment utilisés

La classification communément utilisée pour distinguer des modèles économie-énergie (*energy economic model*) dans la littérature identifie trois familles : les modèles dits *top-down* macroéconomiques qui regroupent les modèles décrits comme *input-output* ou modèles d'équilibre général calculables (*computable general equilibrium models*), ceux dits *bottom-up* décrits comme des modèles d'optimisation ou de programmation linéaire (*linear programming*), et les modèles hybrides qui font le pont entre ces approches (Nakata, 2004). Ces modèles visent tous à représenter la demande et l'offre d'énergie sous des contraintes de ressource, d'émissions et de capacité d'opération (figure 3).

Figure 3 : Composantes générales d'un modèle économie-énergie



Source : Adaptation de Nakata (2004)

Un des avantages des modèles *top-down* est qu'ils considèrent comme endogènes les relations entre l'offre et la demande d'énergie. Ces modèles intègrent donc l'élasticité-prix de la demande d'énergie, qui elle est principalement déterminée par des indicateurs économiques agrégés comme le PIB. Les modèles d'équilibre général calculables, qui appartiennent à cette famille de modèles, se résolvent donc de manière itérative, où la croissance de la demande fait augmenter les prix de l'énergie, ce qui atténue cette croissance, en poursuivant ainsi jusqu'à trouver un équilibre. Bien que ces modèles soient davantage utilisés par les économistes, les travaux de Prina et al. (2020) rappellent qu'ils comportent plusieurs désavantages. D'abord, ils sont généralement caractérisés par une représentation simplifiée du système énergétique, ce qui les rend inappropriés pour identifier des politiques spécifiques par secteurs. Ensuite, ils ne peuvent représenter explicitement les technologies et ils ignorent donc celles qui sont les plus efficaces, les faisant mal estimer les potentiels d'amélioration de l'efficacité énergétique. Les modèles

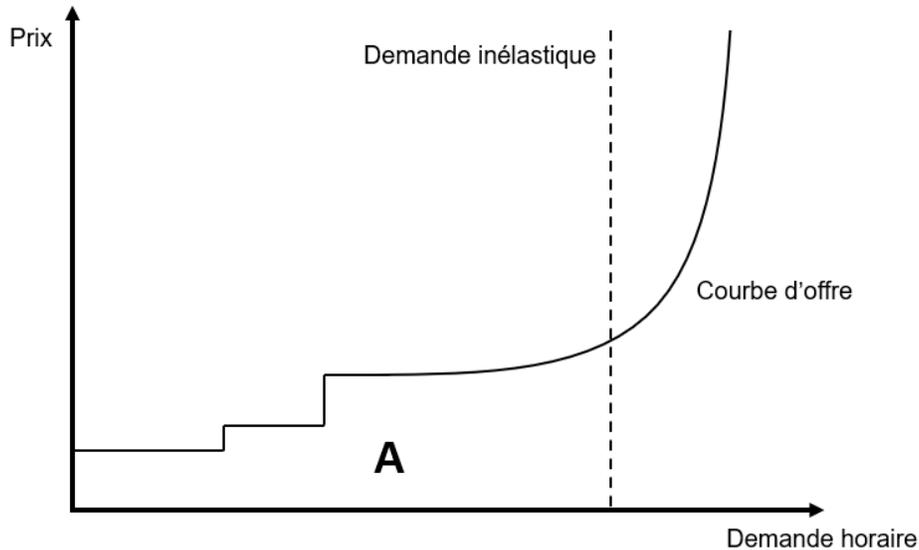
top-down se basent sur le comportement observé, et donc historique, pour paramétrer les élasticités de substitutions entre les ressources énergétiques et les rythmes d'amélioration de l'efficacité énergétique imputés par les innovations technologiques indépendantes des coûts. Ils sont donc parfois critiqués pour leur capacité limitée à refléter adéquatement l'aptitude des acteurs du marché à s'adapter aux futures technologies et à les adopter, ce qui a tendance à surestimer les coûts des politiques visant à atténuer les émissions liées à l'énergie (Rivers et Jaccard, 2006).

Les travaux de Rhodes et al. 2021 décrivent les modèles économie-énergie utilisés au Canada. Selon leurs travaux, aucun modèle *top-down* n'est disponible gratuitement et aucun n'offre publiquement leurs codes, leurs équations ou les hypothèses qui les composent. À cause de cette limitation et des difficultés qu'elle pose pour utiliser un tel type de modèle dans le cadre de ce mémoire, seuls les travaux utilisant des modèles *bottom-up* ou hybrides seront analysés dans les sections subséquentes.

Le modèle Regional Economy, Greenhouse Gas, and Energy (REGEN) d'EPRI (2020) est un exemple de modèle *bottom-up*. Plus précisément, il s'agit d'un modèle d'expansion de la capacité (*capacity expansion model*) qui simule les investissements dans les capacités de production et de transport sur la base d'hypothèses concernant la demande future d'électricité et les coûts des technologies, par exemple. Dans ces modèles, le profil de charge, les coûts et les performances des technologies sont des intrants et le niveau des investissements, les capacités de production additionnelles et les prix marginaux des différentes ressources énergétiques sont des extrants. L'hypothèse implicite de ces modèles est donc que la demande d'énergie est parfaitement inélastique (figure 4). Ils sont donc construits pour minimiser chaque heure la valeur actualisée du coût total pour les producteurs dans chacune des régions du modèle, la fonction objective, représentée par l'aire A dans la figure 4. La demande est ainsi toujours exogène comme intrant à ce type de modèle. L'exigence de remplir la demande pour chaque segment de temps dans l'année, ajoutée d'une contrainte sur les réserves d'énergie simule le rajustement du marché (*market clearing*) à la fois du marché de l'énergie et des capacités de production. Cela implique donc qu'il y aura toujours des investissements suffisants pour répondre à la charge de

pointe. Comme l'optimisation des coûts touche seulement le secteur de l'énergie, les résultats de ces modèles sont qualifiés d'*équilibres partiels*.

Figure 4 : Illustration de l'offre, de la demande et de la fonction objective (aire A) dans un modèle du système électrique avec une demande inélastique

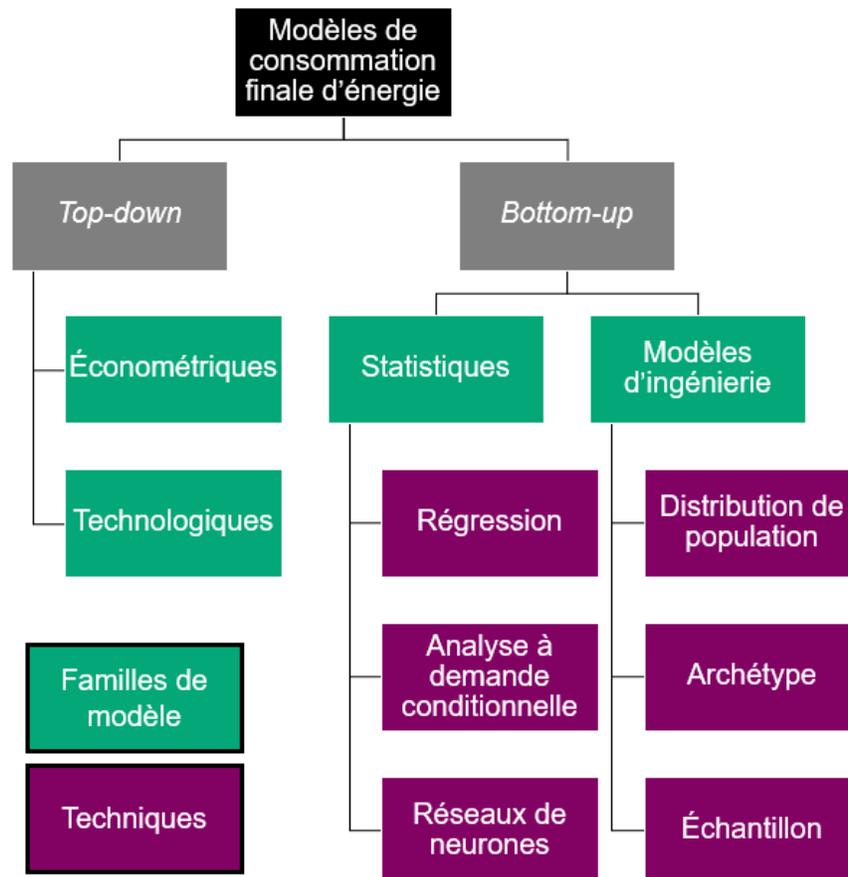


Source : Adapté de EPRI (2020)

Le North American TIMES Energy Model (NATEM) est un exemple de modèle hybride. Ses résultats sont aussi des équilibres partiels qui montrent, par exemple, les prix marginaux des différentes ressources énergétiques, les investissements en nouvelles capacités de production et le coût total actualisé du système énergétique. Ce qui le distingue des modèles d'ingénierie *bottom-up*, c'est qu'en plus d'incorporer les demandes d'énergie pour les différents secteurs de manière exogène, il incorpore également l'élasticité-prix des demandes d'énergie et peut intégrer des contraintes économiques à la demande, comme des taxes ou des subventions. Ajouté aux attributs techniques fins typiques aux modèles *bottom-up*, il intègre finalement des attributs économiques qui dictent la croissance de la demande pour les différentes ressources énergétiques (I²AM Paris, 2023). Bien que ses dimensions géographiques permettent de performer des analyses spécifiques pour les provinces canadiennes, il ne s'agit pas d'un modèle gratuit d'utilisation (Vaillancourt et al., 2017).

Les demandes finales exogènes qui servent d'intrant dans les modèles discutés plus haut sont couramment issues des résultats de modèles de consommation finale d'énergie (*end-use models*). Ces modèles sont généralement un ensemble d'équations conçues pour désagréger la consommation annuelle des différents secteurs pour les différentes ressources énergétiques pour chaque utilisation finale d'énergie. Les principales utilisations finales d'énergie pour le secteur résidentiel sont le chauffage des pièces, le chauffage de l'eau, la climatisation et les électroménagers. Dans le secteur commercial s'ajoute une part relativement plus importante de l'éclairage, en plus de la machinerie et des équipements utilisés pour la ventilation, entre autres (EIA, 2013). Ces modèles ont une classification similaire aux modèles économie-énergie (figure 5).

Figure 5 : Classification des modèles de consommation finale d'énergie



Source : Adapté de Swan et Ugursal (2009)

Les modèles de type *bottom-up* ont été développés pour identifier la contribution de chaque demande finale d'énergie dans la consommation totale (Swan et Ugursal, 2009), un objectif qui rejoint les questions de recherche du présent mémoire. Les modèles *bottom-up* utilisent des techniques statistiques ou ingénieriques. Parmi les modèles ayant recours à des techniques statistiques, les modèles utilisant les régressions régressent la consommation agrégée d'un secteur sur des paramètres ou des combinaisons de paramètres qui sont affectent présumément la demande d'énergie. Ces modèles sont jugés sur leur capacité à refléter la demande observée. Les analyses à demande conditionnelle régressent la demande agrégée d'électricité sur des variables duales reflétant la présence ou non d'appareils électroménagers dans les bâtiments de l'échantillon. Les techniques de réseaux de neurones sont similaires à l'approche par régression, mais permettent à toutes les utilisations finales d'affecter les autres et permettent de mesurer les caractéristiques non linéaires de la demande d'électricité.

Parmi les modèles qui utilisent des techniques ingénieriques, les modèles de distribution de population utilisent la distribution de la propriété d'électroménagers. Comme les utilisations de l'électricité sont calculées séparément, cette technique ne considère pas l'interdépendance des différents usages de l'électricité. Les modèles qui utilisent les techniques d'archétypes distinguent les bâtiments, par exemple, par leur âge, leur taille, le type d'utilisation, etc. La consommation agrégée est alors calculée pour être représentative du parc de bâtiments d'une région donnée. Pour terminer, les techniques d'échantillonnage utilisent un échantillon de consommation observée de certains bâtiments pour s'en servir comme intrant au modèle. Si l'échantillon est bel et bien représentatif de la région étudiée, la consommation agrégée est estimée en utilisant les poids appropriés aux résultats.

2.2. Impacts de la décarbonation sur la demande d'électricité

Les travaux qui tentent de mesurer l'impact de la décarbonation sur la demande d'électricité arrivent à des estimations très différentes dépendamment de la région étudiée parce qu'elles ont toutes des niveaux initiaux très différents d'électrification. Plus encore, les scénarios d'électrification étudiés dépendent largement des objectifs climatiques pris par les gouvernements locaux de ces régions. Les travaux qui estiment les croissances les plus modestes de la demande d'électricité, en comparaison au reste du NPCC, sont ceux

qui touchent le Québec. Cela s'explique par son niveau déjà élevé d'électrification du secteur résidentiel, par exemple, en comparaison au reste du NPCC (figure 2).

Les travaux de Poirier et al. (2019) utilisent le modèle NATEM décrit à la section 1.2.1 et conçoivent différents scénarios de demande énergétique autour d'un objectif de décarbonation en phase avec les objectifs climatiques du gouvernement du Québec, soit de réduire de 37,5 % les émissions de 1990 en 2030 et d'être carboneutre en 2050. Selon leur approche, cela aurait pour effet d'augmenter d'environ 90 % (210 TWh) la consommation d'électricité en 2050 par rapport à 2015. Toutefois, le modèle NATEM utilisé ne considère pas très finement la saisonnalité de la demande d'électricité, et donc, montre des lacunes quant à l'analyse de l'impact différencié qu'aurait la croissance du pic de charge sur les besoins en infrastructures. Ces travaux ne montrent pas de résultats sur la croissance de la charge de pointe. Les auteurs conçoivent finalement des scénarios alternatifs de demande d'électricité réduite, comme celui d'un aménagement urbain orienté vers le transport en commun qui réduirait l'énergie consommée par le secteur des transports, par exemple. Ce scénario alternatif réduirait toutefois de seulement 1 à 2 TWh (5-10 PJ) l'énergie consommée dans l'économie.

La complexité des changements qui s'observeront sur le profil de charge dans la région du NPCC est plus complexe que ce que suggèrent les résultats de Poirier et al. parce qu'ils portent sur une région qui montre déjà un stade avancé d'électrification. L'électrification du chauffage résidentiel, par exemple, touchera particulièrement les pics de demande hivernaux des régions nordiques, et déplacera les pics de charge de l'été vers l'hiver dans le nord des États-Unis (Sun et al., 2020) et en Ontario (Bistline et al., 2021), faisant en sorte que toutes les régions du NPCC expérimenteront des pics de demande dans les mêmes mois de l'année. Dépendamment de ce qui est électrifié, donc, la charge de pointe et la demande d'énergie totale n'augmenteront dans le même ordre de grandeur.

Les travaux de Bistline et al. (2021) modélisent la croissance de la demande qu'impliqueraient différents scénarios d'électrification complète pour les secteurs résidentiels, commerciaux et des transports, entre autres, pour la province de l'Ontario. Le scénario avec la décarbonation la plus marquée repose sur une forte électrification et une faible utilisation des technologies de capture du carbone et entraîne une hausse de 46 % de

la demande d'énergie et de 118 % de la charge de pointe. Pour arriver à ces résultats, les auteurs utilisent le modèle REGEN décrit à la section 1.2.1.

Les travaux de Sun et al. (2020) s'intègrent dans l'Electrification Futures Study du National Renewable Energy Laboratory (NREL), une suite de travaux qui s'intéresse aux impacts de l'électrification sur la production d'électricité aux États-Unis en explorant des scénarios communs d'électrification faible, moyenne et forte. C'est le secteur des transports qui montre la plus grande transition technologique dans ces travaux où la part de l'électricité est essentiellement inchangée dans les secteurs résidentiels, commerciaux et industriels. Les auteurs prévoient une croissance allant jusqu'à 90 % de la demande annuelle d'électricité et une charge de pointe qui augmenterait de 110 % pour l'ensemble des États-Unis.

Les travaux de Waite et Modi (2019), eux, s'intéressent spécifiquement aux impacts de l'électrification du chauffage des pièces sur la charge électrique pour chacun des États américains. Ils estiment que cette électrification à elle seule augmenterait la charge de pointe de 70 % aux États-Unis, en moyenne. Plus encore, les auteurs remarquent que cela aurait pour effet de déplacer la charge de pointe de l'été vers l'hiver et ferait plus que doubler la charge de pointe dans les États plus frais. Finalement, la pointe se verrait plus que doubler dans 23 États américains concentrés dans le Nord-Est américain et dans les États montagneux de l'ouest comme l'État du Colorado. Les régions de New York et de la Nouvelle-Angleterre, faisant partie du NPCC, sont touchées par cette forte hausse de la charge de pointe.

Les travaux de Tarroja et al. (2018) et d'Itron Inc. (2019) s'intéressent à l'impact des changements climatiques sur la demande d'électricité. Ceux de Tarroja et al., d'abord, utilisent le scénario RCP 8.5 établi par le GIEC (2014) dans son cinquième rapport d'évaluation. Leurs travaux portent sur la Californie, une région où la principale utilisation finale d'électricité est la climatisation. C'est pourquoi dans ces travaux le réchauffement climatique du scénario RCP 8.5 a pour effet d'augmenter la charge de pointe. Sans électrification supplémentaire des bâtiments, ils estiment que ce réchauffement aurait pour effet d'augmenter la charge de pointe de 3 %, alors qu'avec une électrification complète, cette augmentation passerait à 9-13 % dépendamment des modèles climatiques utilisés. Les

travaux d'Itron Inc. (2019), ensuite, portent la portent sur l'État de New York et sur l'électrification de ses secteurs résidentiels et commerciaux. Leurs travaux montrent que le réchauffement climatique réduira les degrés-jour de chauffage alors qu'ils augmenteront les degrés-jour de climatisation. Les auteurs estiment simultanément les impacts des politiques de décarbonation des bâtiments et les impacts du réchauffement, ne permettant donc pas de connaître l'impact isolé du réchauffement. Cela dit, ils estiment que la demande annuelle d'électricité pourrait augmenter de 56 %, alors que la charge de pointe se déplacerait de l'été vers l'hiver. La charge de pointe d'été passerait d'environ 33 GW à 57 GW pour une augmentation de 75 %, alors que la charge de pointe d'hiver passerait de 25 GW à 72 GW, pour une augmentation de 184 %. La pointe annuelle augmenterait donc d'environ 120 %.

Les résultats obtenus par les travaux évaluant l'impact de l'électrification sur la croissance de la demande d'électricité ou de la pointe dépendent beaucoup du scénario et de la région étudiée. Afin de faciliter la comparaison avec les résultats obtenus dans le cadre de ce mémoire, le tableau 1 résume les impacts de l'électrification relevés dans la littérature selon certaines caractéristiques méthodologiques. En répétant la classification souvent rencontrée dans la littérature, justement, les modèles y sont classés selon qu'ils soient de type *bottom-up* ou hybride. Les résultats de ces travaux montrent habituellement la croissance de la demande d'énergie ou de la puissance par rapport à une année historique de référence, comme ce fut présenté jusqu'à maintenant dans cette section. Or, ces croissances intègrent donc parfois la croissance d'indicateurs économiques comme la production industrielle ou la population. Dans un souci d'uniformisation, seule la part de la croissance de la demande d'électricité attribuable à l'électrification des secteurs est montrée au tableau 1. Tous les effets montrés aux colonnes de droite, à savoir la croissance de la demande et la croissance de la pointe, sont des estimations pour 2050.

Tableau 1 : Synthèse de travaux évaluant l'impact de l'électrification sur la croissance de la charge de pointe et la demande d'énergie électrique selon leurs caractéristiques méthodologiques

Auteurs (année)	Modèle (type)	Région étudiée	Principaux scénarios étudiés	Croissance de la demande	Croissance de la pointe
Poirier et al. (2019)	NATEM (hybride)	Québec	Carboneutralité	90 %	N. S. ⁽¹⁾
Bistline et al. (2021)	REGEN (<i>bottom-up</i>)	Ontario	Électrification de l'économie et efficacité énergétique améliorée	46 %	119 %
Sun et al. (2020)	ReEDS (<i>bottom-up</i>)	États-Unis	Électrification de l'économie	90 %	110 %
Waite et Modi (2019)	Original ⁽²⁾ (<i>bottom-up</i>)	États-Unis	Électrification du chauffage résidentiel par thermopompes	N. S.	70 %
Tarroja et al. (2018)	HiGRID (<i>bottom-up</i>)	Californie	Électrification des bâtiments	9 %	10 %
Itron Inc. (2019)	Original (hybride)	New York	Réchauffement climatique et électrification des bâtiments	56 %	120 %
Larson et al. (2021)	EnergyPATHWAYS (<i>bottom-up</i>)	États-Unis	Électrification de l'économie	90 %	130 %
Brinkman et al. (2021)	ReEDS (<i>bottom-up</i>)	Canada	Électrification du chauffage et des transports	100 %	180 %
Bataille et al. (2015)	CIMS (hybride)	Canada	Électrification de l'économie	150 %	N. S.
Lueken et al. (2020)	gridSIM (<i>bottom-up</i>)	New York	Électrification de l'économie	75 %	80 %
Ismay et al. (2020)	EnergyPATHWAYS (<i>bottom up</i>)	Massachusetts	Électrification de l'économie	90 %	N. S.

Note : (1) Les travaux qui ne montrent pas de résultats sur la demande en électricité ou sur la pointe sont indiqués par la mention non-spécifié (N. S.). (2) Les modèles uniques créés par les auteurs sont indiqués par la mention *Original*. Dans ces cas, le type de modèle indiqué reflète la méthodologie employée.

Les travaux cités au tableau 1 indiquent que l'électrification de l'économie ferait approximativement doubler la demande d'électricité, avec un effet plus grand encore sur la pointe. Les travaux de Bistline et al. (2021) et ceux de Waite et Modi (2019) arrivent à des estimations plus basses parce que leurs scénarios incluent également une amélioration de l'efficacité énergétique des technologies de chauffage ou le remplacement des sources traditionnelles du chauffage par des technologies plus efficaces comme les thermopompes. Enfin, les travaux de Tarroja et al. (2018) montrent bien que l'électrification des bâtiments aura un effet beaucoup plus limité sur la croissance de la demande d'électricité dans les climats plus chauds parce que la climatisation des bâtiments résidentiels, par exemple, se fait déjà surtout à l'électricité.

2.3. Impacts de la décarbonation sur les investissements en énergie propre

Dans les travaux cités à la section précédente, les augmentations de la demande et de la charge de pointe liées à l'électrification entraînent des augmentations directement proportionnelles de la production des systèmes électriques étudiés étant donné que les modèles simulent le rajustement du marché de l'électricité. Toutefois, les coûts de décarbonation, et donc, les investissements en énergie propre diffèrent largement selon les coûts des technologies des différentes régions. Ces coûts, mis en relation entre chacune des sources d'énergie renouvelable disponibles et avec leur capacité à répondre à la croissance de la pointe, dictent les choix technologiques optimaux. Ils déterminent si une région répondra à la demande grandissante d'électricité principalement par des parcs éoliens ou solaires, par exemple.

Parmi les travaux montrés dans la revue de littérature, seuls ceux de Larson et al. (2021) montrent des estimations de coûts pour le système électrique. Ces auteurs prévoient une croissance allant jusqu'à 100 % de la demande d'électricité et une croissance d'environ 130 % de la charge de pointe. Dans ces cas, les capacités de production d'électricité renouvelable devraient être multipliées par un facteur de 30 à l'échelle des États-Unis. Les travaux de Lueken et al. (2020), déjà cités, expliquent bien pourquoi les capacités installées en énergie renouvelable croient plus rapidement que la pointe. Les capacités de production d'énergie solaire doivent être suffisamment grandes pour permettre une surproduction d'électricité durant les heures ensoleillées qui devront être stockées par des batteries, entre

autres, pour répondre à la demande en soirée. Selon Larson et al. (2021) toujours, les investissements en transport d'électricité devraient alors augmenter de 50 % pour atteindre un total de 70 G USD annuel. L'ensemble des investissements prévus pourraient alors passer d'environ 5 000 G USD par rapport au scénario de référence.

2.4. Contribution à la littérature

2.4.1. Les méthodologies existantes reprises dans le cadre de ce mémoire

C'est le modèle économie-énergie d'expansion de la capacité développé par Rodríguez-Sarasty et al. (2021) et le modèle de consommation finale d'énergie adapté des travaux de Pineau et al. (2022) qui sont utilisés pour répondre aux questions de recherche. Le premier est un modèle de type *bottom-up*, où la demande d'électricité est exogène issue des simulations du second ; un modèle d'ingénierie qui s'approche des modèles de distribution de population (figure 5).

Les travaux de Rodríguez-Sarasty et al. (2021) avaient pour but de montrer les investissements nécessaires pour répondre à la demande d'électricité observée dans la région du NPCC si le système électrique était décarboné. Sans modèle de consommation finale d'énergie, les auteurs appliquaient un effet multiplicateur uniforme à la demande horaire pour illustrer l'impact de l'électrification de la demande finale d'énergie. Ceux de Pineau et al. (2022) avaient pour but de montrer la transformation du profil de charge de l'État de New York selon différents scénarios d'électrification et d'efficacité énergétique. Sans modèle d'expansion de la capacité, les auteurs ne présentaient pas les implications de ces transformations sur les besoins en nouvelle capacité de production d'électricité et sur les coûts qu'ils représenteraient.

2.4.2. Contributions méthodologiques et résultats novateurs

L'approche mise de l'avant dans le cadre de ce mémoire permet de simuler plus fidèlement les transformations du profil de charge que ne le ferait un simple effet multiplicateur sur la demande d'électricité. La revue de littérature présentée à la section 1.2.2 montre que l'électrification de régions comme l'Ontario ou New York auront un effet plus grand sur la pointe hivernale que la pointe estivale. Elle suggère aussi que l'électrification fera

coïncider les pointes dans les mêmes mois d'hiver dans ces régions, atténuant ainsi les gains au commerce qu'elles exploitent actuellement en important l'électricité durant leurs pointes et l'exportant durant les pointes de leurs États voisins (NREL, 2021). La principale contribution méthodologique de ce mémoire est qu'il permet de montrer comment se manifester la croissance et la transformation de la demande d'électricité dans le NPCC dans les investissements en électricité renouvelable en adaptant un modèle de consommation finale d'énergie développé par Pineau et al. (2022) et en utilisant les demandes simulées par ce modèle comme intrants au modèle développé par Rodríguez-Sarasty et al. (2021). Concrètement, plusieurs simulations basées sur différentes évolutions du profil de charge selon les secteurs de l'économie électrifiés sont performées, et ce, pour chacune des cinq sous-régions du NPCC. Cette approche permet de mesurer l'impact des faits stylisés sur la pointe qui ont été mentionnés plus tôt, par exemple, sur les investissements en nouvelles capacités de production, de stockage et de transport d'électricité dans chacune des régions du NPCC. Les travaux réalisés dans le cadre de ce mémoire sont les premiers dans la littérature académique à évaluer ces coûts pour le Québec, l'Ontario et les provinces maritimes. Ils sont également les premiers à montrer les impacts de l'électrification sur la demande horaire d'électricité dans les régions du Québec et des provinces maritimes.

Plus encore, le modèle de consommation finale d'énergie développé par Pineau et al. (2022) est raffiné pour lui ajouter des dimensions géographiques, puisqu'il ne comptait que l'État de New York originalement. Les données utilisées par ce modèle venaient de multiples sources qui rendaient les paramètres difficilement comparables avec d'autres juridictions américaines. Les données du secteur résidentiel, par exemple, venaient de différentes enquêtes selon les utilisations finales d'énergie vu le manque de données par État pour la consommation d'énergie résidentielle. Ce mémoire permet de corriger cette limite méthodologique.

Les nouvelles dimensions géographiques sont obtenues en collectant, pour chaque région du NPCC, des données de sondage sur la consommation d'énergie des ménages, des industries des bâtiments commerciaux et du secteur des transports pour chaque utilisation finale d'énergie, comme le chauffage de l'eau, la ventilation et la consommation des

voitures électriques, par exemple. Jamais des travaux utilisant des modèles de consommation finale d'énergie n'ont rassemblé autant de données sur l'efficacité énergétique des bâtiments, les degrés d'électrification des utilisations finales d'énergie pour les régions du NPCC. Les mêmes enquêtes sont utilisées pour les paramètres des différentes régions du Canada et les paramètres des régions américaines viennent également des mêmes enquêtes pour améliorer leur comparabilité. De nouvelles données de sondage sur la consommation d'énergie des ménages dans l'État de New York publiés pour la première fois après la publication de l'article de Pineau et al. (2022) sont d'ailleurs utilisés dans le cadre de ce mémoire pour lui permettre de combler le manque de données rencontré par les auteurs.

De nouvelles données uniformisées sur les comportements horaires des ménages et des bâtiments commerciaux sont également intégrées au modèle de consommation finale d'énergie. Cela permet au modèle de répliquer le comportement différent qu'ont les immeubles commerciaux en matière de consommation d'énergie, comparativement aux bâtiments résidentiels. Par exemple, la consommation d'énergie pour le chauffage de l'eau à l'usage des robinets ou des cuisines atteint leur pic vers midi dans les bâtiments commerciaux, alors que ce pic se situe plutôt les matins dans les bâtiments résidentiels. Plus encore, le modèle intègre maintenant le changement des habitudes dans la consommation d'énergie observé le week-end dans ces deux secteurs.

3. Méthodologie

Pour mesurer l'ampleur des coûts liés aux nouvelles infrastructures que le NPCC devra installer pour répondre à la demande croissante d'électricité, il faut d'abord mesurer comment l'électrification des consommations finales d'énergie transformera la demande d'électricité et à jusqu'à quel point est-ce qu'elle l'augmentera. Pour y arriver, un modèle de consommation finale d'énergie est employé pour simuler la demande horaire d'électricité du NPCC en distribuant, chaque heure d'une année, la demande d'électricité d'une région en fonction de la température et des habitudes journalières des ménages et des entreprises. La modélisation permet de répliquer cette consommation d'électricité pour chacune des utilisations finales : de l'opération des équipements jusqu'à l'éclairage pour les immeubles commerciaux, et du chauffage des pièces jusqu'à l'utilisation des électroménagers pour les bâtiments résidentiels.

Le second modèle minimise une fonction objective incorporant les coûts d'investissement et d'opération des différentes technologies (hydroélectrique, solaire, éolien, etc.) pour décarboner complètement la production d'énergie, tout en répondant au profil de demande simulé par le premier modèle. Cette approche permet d'isoler chaque composante de la demande d'électricité et de mesurer son impact sur le coût d'un système électrique décarboné. Elle permet aussi d'estimer les besoins en nouvelles capacités de production et de transport, et de choisir les technologies optimales à installer, par exemple.

3.1. Modèle de consommation finale d'énergie

La demande d'électricité de chaque région du NPCC est modélisée de manière déterministe pour une année de référence en la segmentant d'abord par secteur et par utilisation finale à la manière de Pineau et al. (2022). Les principales utilisations finales pour le secteur résidentiel et le secteur commercial sont le chauffage des pièces, le chauffage de l'eau et la climatisation. Les deux autres secteurs modélisés sont ceux des transports et de l'industrie. Le tableau 2 montre les paramètres utilisés pour décomposer la demande finale. Pour le secteur industriel, seule la demande annuelle totale est utilisée pour la modélisation. La section 4.1 montre la calibration de ces paramètres.

Tableau 2 : Paramètres utilisés pour modéliser la demande finale annuelle d'électricité

Résidentiel	Commercial	Transport
Surface du parc résidentiel	Surface du parc commercial	Nombre de voitures électriques en circulation
Intensité énergétique du chauffage électrique	Intensité énergétique du chauffage électrique	Kilomètres parcourus annuellement en moyenne
Proportion du parc chauffé à l'électricité	Proportion du parc chauffé à l'électricité	Consommation énergétique de véhicules de référence
Intensité énergétique du chauffage à la thermopompe	Intensité énergétique de la climatisation	
Proportion du parc chauffé à la thermopompe	Intensité énergétique du chauffage de l'eau	
Intensité énergétique de la climatisation	Proportion du parc chauffant l'eau à l'électricité	
Intensité énergétique du chauffage de l'eau	Intensité énergétique de la consommation d'électricité pour d'autres utilisations finales	
Proportion du parc chauffant l'eau à l'électricité		
Intensité énergétique de la consommation d'électricité pour d'autres utilisations finales		

Par exemple, la demande totale d'énergie liée au chauffage des pièces dans le secteur résidentiel est divisée par la surface totale du parc résidentiel pour obtenir l'efficacité énergétique de cette utilisation finale. Ensuite, les données montrant la proportion de cette demande qui utilise l'électricité comme source d'énergie permettent d'estimer la proportion du parc résidentiel chauffant à l'électricité. Le produit de l'efficacité énergétique, de la surface du parc résidentiel et de la proportion du parc électrifié donne la quantité totale d'électricité consommée pour le chauffage des pièces dans le secteur résidentiel. En répétant l'exercice pour chacune des utilisations finales, la demande annuelle totale d'électricité d'une région est segmentée pour illustrer leurs impacts ciblés sur la consommation d'électricité. Un nombre important de sources ont été nécessaires pour compiler l'ensemble des données nécessaires à la paramétrisation du modèle pour chacune des cinq régions du NPCC. Ces sources sont décrites à l'Annexe A.

Une fois ce travail accompli, la demande annuelle d'électricité est ensuite distribuée entre chaque journée de l'année de référence. Il est nécessaire de passer par une multitude de sources de données mesurant la demande annuelle d'électricité pour chaque utilisation finale pour ensuite les distribuer sur les journées puis les heures de l'année. C'est que les exploitants de réseaux d'électricité ne peuvent pas distinguer quelle part de la consommation horaire d'électricité est liée au chauffage des pièces et quelle est la demande pour les électroménagers en fonction, par exemple.

Pour le chauffage et la climatisation des locaux résidentiels et commerciaux, la demande journalière est proportionnelle aux degrés-jour de chauffage ou de climatisation de la journée sur le total annuel. Le degré-jour de climatisation est un indicateur de la climatisation nécessaire pour maintenir des conditions confortables dans un bâtiment. Il correspond à la différence entre la température maximale observée dans une journée et 18 °C. Par exemple, pour une année de référence à 1 000 degrés-jour de climatisation, 1 % de la consommation annuelle d'électricité en climatisation est allouée à une journée où il a fait 28 °C. La consommation résiduelle d'électricité est majoritairement représentée par les électroménagers dans le secteur résidentiel, et l'éclairage et la machinerie auxiliaire comme la ventilation dans le secteur commercial.

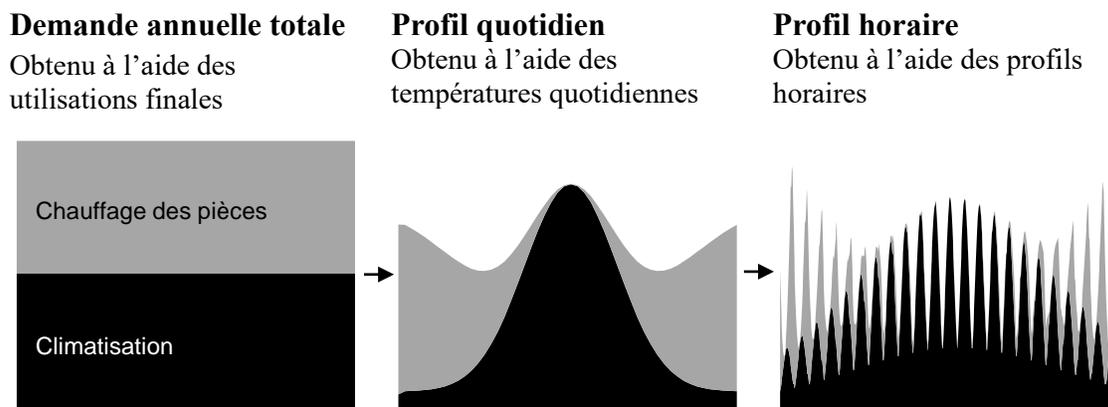
La demande quotidienne est finalement distribuée sur les 24h de la journée selon un filtre représentant la consommation horaire observée dans les résidences, les immeubles commerciaux ou les industries selon l'utilisation finale, ou encore pour la recharge des véhicules. Concrètement, ces filtres sont des séries de 24 points de données qui montrent, pour chaque heure de la journée, la part horaire de la consommation quotidienne d'une utilisation finale d'énergie d'un secteur. Par exemple, si 10 % de la consommation d'énergie pour le chauffage des bâtiments commerciaux est consommée à 6h du matin, le 6^e point de donnée de cette série est 0,1. Les profils horaires pour chaque secteur, utilisation finale et région se cumulent ainsi pour créer la demande horaire totale pour la région du NPCC en 8 760 entrées de temps.

Concrètement, toutes ces opérations sont exécutées dans différents fichiers de code Python qui importent les paramètres, les températures quotidiennes et les filtres horaires pour chaque utilisation finale à partir de fichiers Excel. Ils calculent ensuite la demande horaire

et produisent un fichier de résultat sous forme Excel également. Ces fichiers sont utilisés pour créer les graphiques et les tableaux de consommation d'électricité du présent mémoire, mais sont également traduits en fichiers texte pour être importés dans le modèle d'expansion de la capacité à l'aide d'un programme GAMS.

La figure 6 illustre le traitement annuel, journalier puis horaire des données de consommation pour une demande fictive de climatisation et de chauffage à titre d'exemple. Les profils horaires sont issus d'un travail d'enquête et d'expérience en laboratoire réalisé par l'*Electric Power Research Institute* (EPRI) sur des ménages et des entreprises nord-américaines.

Figure 6 : Construction du profil horaire de demande d'électricité par utilisation finale, cas fictif



3.2. Modèle d'expansion de la capacité

Ce mémoire reprend un modèle linéaire de la famille *bottom-up* décrite à la section 2.1 développé dans le cadre des travaux de Rodríguez-Sarasty et al. (2021). Il s'agit plus précisément d'un modèle d'expansion de la capacité (*capacity expansion model*), fondamentalement similaire au modèle REGEN décrit précédemment. La demande horaire d'énergie est un intrant à ce modèle, qui fait donc l'hypothèse implicite que la demande d'énergie est exogène. Une nouveauté du présent mémoire est qu'il intègre une demande horaire simulée par un modèle de consommation finale d'énergie au lieu de la demande observée pour estimer les capacités à installer. Le modèle d'expansion de la capacité détermine ensuite le portfolio d'investissement optimal en capacité de production, en lignes de transmission et en stockage d'énergie pour répondre à une demande électrique horaire

d'une manière qui minimise les coûts d'investissement et d'opération. Il permet également de trouver une solution pour différents niveaux de décarbonation en transférant les sources d'énergie fossiles aux sources d'énergie renouvelables comme l'éolien ou le solaire. Le coût marginal horaire du système électrique, qui peut être interprété comme le prix horaire de l'électricité, est aussi un extrant de ce modèle résolu en équilibre partiel, si bien que ce prix n'influence pas ensuite la demande d'électricité.

Concrètement, le modèle est résolu dans différents programmes GAMS qui modélisent individuellement les différentes sources d'énergie du système électrique et qui importent les capacités initiales et les hypothèses de coût des technologies présentées à l'Annexe B. En tout, le modèle s'exécute en six minutes environ.

Ce modèle permet en outre de répartir les ressources en production des différentes régions et d'atteindre certains objectifs de décarbonation. La contrainte qui oriente cette répartition se résume au rajustement du marché électrique imposé chaque heure de l'année. La demande horaire domestique d'électricité doit rencontrer la production domestique, au risque que cette demande soit partiellement comblée par l'importation en provenance d'une autre région. L'expansion de la capacité de production domestique et les nouvelles capacités de transport d'électricité ont pour but de permettre de répondre à cette contrainte dans les cas où les capacités installées soient insuffisantes. Le modèle minimise finalement les coûts en capital et en opération que ces nouvelles capacités occasionnent.

Pour ce faire, les coûts des différentes technologies d'énergie renouvelable, à savoir le solaire, l'éolien, l'hydroélectrique et le gaz naturel carboneutre sont intégrés au modèle. Les coûts en capital des capacités de stockage et des lignes de transport d'électricité sont également inclus dans les coûts minimisés par le modèle. Il permet finalement de capturer l'intermittence de certaines de ces technologies qui ne produisent pas à certains moments de la journée, comme les panneaux solaires la nuit par exemple, avec les effets intertemporels des réservoirs hydroélectriques.

3.3. Difficultés méthodologiques rencontrées, synthèse des hypothèses faites aux modèles pour les contourner et discussion de leurs implications

Le modèle de consommation finale d'énergie utilisé ici s'approche du modèle de type *distribution de population* présenté à la figure 5. Ce type de modèle a l'avantage de ne pas avoir besoin de séries chronologiques de consommation pour concevoir un profil de demande puisqu'il s'agit d'un modèle déterministe. Toutefois, cela implique d'assumer le comportement des ménages et des entreprises bien que ces comportements varient grandement entre les consommateurs d'électricité (Swan et Ugursal, 2009). Ce type de modèle se repose aussi sur la distribution des appareils électroménagers, voitures électriques et systèmes de chauffage, entre autres, entre les ménages pour estimer un profil de demande dans lequel chaque utilisation finale d'énergie est calculée séparément. Or, les données de consommation d'énergie accessibles publiquement ne permettent pas de construire une telle distribution à l'intérieur d'une région du NPCC, ce qui demande de faire des hypothèses sur l'intensité énergétique des bâtiments et sur leur niveau d'électrification, par exemple. Concrètement, cela demande de faire l'hypothèse que tous les ménages d'une région ont une même proportion de leur eau qui est chauffée à l'électricité, disons 50 %, alors qu'un bâtiment résidentiel typique chauffe son eau entièrement à l'électricité ou pas du tout. Cette section a pour but de rassembler l'ensemble des hypothèses conceptuelles et des hypothèses de données qui ont été faites pour contourner ces problèmes. La section 3.3 montre que ces hypothèses n'empêchent pas les modèles utilisés de répliquer la demande observée et les coûts du système électrique.

3.3.1. Les hypothèses pour le modèle de consommation finale d'énergie

Intensité énergétique et niveaux d'électrification

Certaines hypothèses sont faites sur la consommation commerciale d'électricité pour l'État de New York. La U.S. Energy Information Administration (EIA) a publié pour la première fois des données détaillées de consommation d'électricité des États américains en juin 2023. Avant cela, l'agence statistique publiait ces données seulement pour les divisions de recensement (*census divisions*). Toutefois, cette publication novatrice du Residential Energy Consumption Survey traite seulement de la consommation d'énergie des bâtiments

résidentiels (EIA, 2023). En parallèle, l'organisation réalise également le Commercial Buildings Energy Consumption Survey qui traite cette fois de la consommation d'énergie des bâtiments commerciaux et institutionnels. Il n'existe toujours pas de données disponibles par États pour ce sondage, et comme ils sont réalisés seulement tous les cinq ans et que la dernière publication date de décembre 2022, il n'y a aucune indication qu'il existera des données uniformisées pour la consommation des bâtiments commerciaux et institutionnels de l'État de New York d'ici 2027 (EIA, 2022). Pour arriver à paramétrer le modèle pour cette région, l'intensité énergétique et le degré d'électrification des utilisations finales des bâtiments commerciaux de New York sont assumées être les mêmes qu'en moyenne dans la région de recensement du Midwest américain, pour lequel les données sont publiées.

Température

Comme mentionné plus haut, les données publiquement disponibles sur la consommation d'énergie ne permettent pas de décomposer cette demande à une dimension géographique intrarégionale. Cela implique également qu'il n'est pas possible de décomposer la demande d'énergie sensible à la température (comme le chauffage ou la climatisation) pour les différentes villes d'une région. Pour contourner ce problème, la température utilisée pour chaque région du NPCC est celle observée dans sa plus grande ville. Il s'agit donc de faire l'hypothèse que la température observée par tous les habitants soit fortement corrélée à celle de la ville choisie. La température moyenne d'un État américain ou d'une province est une notion plus abstraite qui ne représente pas nécessairement mieux la température vécue par ses habitants. Prendre la plus grande ville d'une région comme référence permet au moins de répliquer la demande quotidienne de manière représentative pour le plus grand nombre d'habitants possible.

Préférences horaires des ménages et des entreprises

Comme mentionné plus tôt, une limite commune des modèles de type *distribution* est qu'ils demandent de faire des hypothèses sur les comportements des ménages et des entreprises parce qu'ils ne sont pas construits sur la base de données passées de consommation. Dans ce cas-ci, les profils de charge sont assumés à être les mêmes pour chacune des régions du

NPCC. La source de ces filtres horaires, EPRI, compile des données de consommation horaire pour le Canada, mais ces données ne sont pas accessibles au public (EPRI, 2023). De la même manière, les profils alternatifs de consommation horaire d'électricité utilisés pour montrer l'effet de la tarification dynamique sont assumés à être les mêmes pour toutes ces régions. Surtout, ils introduisent l'hypothèse que les interactions entre les différentes utilisations finales d'énergies sont inexistantes parce que le type de modèle utilisé n'inclut pas l'élasticité-prix des différentes utilisations finales d'énergie. Il s'agirait d'une extension possible pour ce mémoire. Il faut également rappeler que ces analyses se font sous l'hypothèse que les électroménagers sont universellement munis d'une minuterie et que les bâtiments résidentiels ont tous accès à une technologie de comptage et de gestion intelligente de la consommation gérée par les administrateurs du réseau électrique.

Pour terminer, le profil de consommation pour la climatisation est supposé constant pour chaque heure de la journée. Cette hypothèse vient du fait que le filtre d'EPRI ne permet pas de bien répliquer la consommation estivale de référence, surtout dans les régions où la consommation d'électricité est surtout concentrée vers cet usage, comme à New York. La conséquence de relâcher cette hypothèse est que la demande simulée par le modèle de consommation finale d'énergie surestimerait largement les écarts de consommation à l'intérieur de la journée par rapport à ce qui est observé.

3.3.2. Les hypothèses pour le modèle d'expansion de la capacité

Le modèle d'expansion de la capacité permet de mesurer les besoins en nouvelle capacité de production et de transport d'électricité que devra installer le système électrique du NPCC pour répondre à une demande d'électricité horaire donnée. Dans sa forme originale, ce modèle permet l'installation de nouvelles capacités de production d'électricité issue de sources fossiles. Toutefois, afin de refléter les efforts de décarbonation que devront faire les régions du NPCC pour arriver à la carboneutralité, une hypothèse de décarbonation uniforme est faite pour le système électrique du NPCC. Concrètement, le système doit répondre à la demande donnée en réduisant de 100 % ses émissions initiales et en n'installant aucune nouvelle capacité de production d'électricité qui n'émette de GES.

Étant donné que les analyses faites dans le cadre du présent mémoire n'ont pas d'horizon de temps spécifique, la contrainte sur les limites de l'expansion de la capacité de production est relâchée. Autrement dit, le modèle d'expansion de la capacité ne détermine pas la durée de la transition, seulement le point final. Il s'agit donc ici de mesurer les investissements nécessaires au système pour lui permettre de répondre à la demande supplémentaire qu'occasionne l'électrification d'un secteur ou d'une utilisation finale d'énergie, alors que l'électrification peut arriver à n'importe quel rythme et achever à n'importe quelle année.

En imposant des limites sur les capacités à installer de nouvelles infrastructures éoliennes ou solaires qui présentent un coût relatif moindre, par exemple, les investissements nécessaires pour répondre à la nouvelle demande d'électricité augmenteraient de manière exponentielle dans cette région à mesure que ces limites sont atteintes et que d'autres technologies plus coûteuses devraient être considérées. Dans le même cadre de réflexion, aucune limite n'est imposée au modèle quant aux possibilités d'installer de nouvelles capacités de transport d'électricité. Intuitivement, l'ajout de telles contraintes amoindrirait les gains potentiels au commerce que pourraient exploiter les régions du NPCC pour réduire les coûts globaux du système électrique.

Cela dit, une contrainte a été ajoutée au modèle pour lui interdire de proposer de nouvelles capacités en énergie nucléaire vu la rareté apparente des nouvelles centrales nucléaires dans les dernières années (Canadian Nuclear Safety Commission, 2023 ; EIA, 2023).

3.4. Hypothèse économique et implication

Comme décrit à la section 2.1, l'hypothèse économique des modèles d'expansion de la capacité est que la demande d'énergie est parfaitement inélastique (figure 4). La littérature sur la tarification dynamique offre certaines évidences empiriques qui laissent croire qu'il ne s'agit pas d'une hypothèse forte. Dans leur revue de littérature sur les projets de tarification dynamique à travers le monde, Dutta et Mitra (2017) observent que les travaux analysant ces politiques arrivent à la conclusion commune qu'à l'échelle nationale, l'élasticité-prix de la demande d'électricité est faible. Cette observation est surtout vraie à court terme, c'est-à-dire que les consommateurs sont apparemment plus susceptibles de

réduire leur consommation que de la déplacer à un autre moment de la journée face à une hausse des prix. Ils mentionnent certains facteurs comportementaux qui peuvent améliorer significativement la réponse de la demande d'énergie à une augmentation des prix. Par exemple, dans les pays qui expérimentent des climats plus frais comme l'Allemagne, la demande d'électricité s'avère plus élastique durant les journées plus froides (Ifland et al., 2012).

L'hypothèse de demande exogène implique donc que la croissance de la demande simulée par le modèle de consommation finale d'énergie ne sera pas atténuée par l'augmentation des coûts qu'elle implique sur le système électrique, tel que mesuré par le modèle d'expansion de la capacité. L'électrification simulée sera donc entièrement répercutée sur les coûts du système, alors qu'en réalité, les consommateurs pourraient être encouragés à adopter des comportements ou des technologies plus économes en énergie.

4. Données

4.1. Modèle de consommation finale d'énergie

Pour paramétrer le modèle à charge horaire et arriver à reproduire un profil de charge proche de la demande observée, des données sur l'intensité énergétique et le degré d'électrification ont été compilées pour chacune des cinq régions du NPCC. Le tableau 3 montre les paramètres qui construisent la demande de référence pour l'ensemble de la région du NPCC. La *demande de référence* est simplement un profil de charge qui est construit pour reproduire au mieux la consommation annuelle d'électricité d'une année donnée pour une région du NPCC.

Quelques limitations liées aux données font que cette année diffère d'une région à l'autre. Cela est sans conséquence sur les analyses réalisées dans le cadre de ce mémoire. La demande de référence pour le Québec et l'Ontario est 2019 pour utiliser les dernières données disponibles précédant 2020 de la *Base de données complète sur la consommation d'énergie* de Ressources naturelles Canada, afin d'éviter de possibles distorsions dans la consommation d'électricité des entreprises et des ménages liées aux épisodes de confinement. Pour les provinces maritimes, il s'agit de 2018 parce que les seules données de consommation horaire disponibles sont issues d'une compilation spéciale tirée des travaux de Rodríguez-Sarasty et al. (2021) pour cette année-là, et que c'est donc la seule année avec laquelle le modèle peut être comparé. Pour les régions de la Nouvelle-Angleterre et de New York, la demande de référence reflète une année fictive puisque l'enquête nationale sur la consommation des bâtiments résidentiels et celle sur les bâtiments commerciaux ne sont pas réalisées durant les mêmes années. Pour New York, les données compilées ont pour but de refléter au mieux l'année 2016 puisque les seules données de consommation horaire observée disponibles sont issues d'une compilation spéciale de Pineau et al. (2022). Pour la Nouvelle-Angleterre, la demande de référence reflète la consommation mesurée par les deux dernières enquêtes américaines nationales sur les bâtiments résidentiels et commerciaux, réalisées en 2020 et 2018 respectivement, à savoir 2018.

Tableau 3 : Paramètres de la demande totale de référence pour chaque région

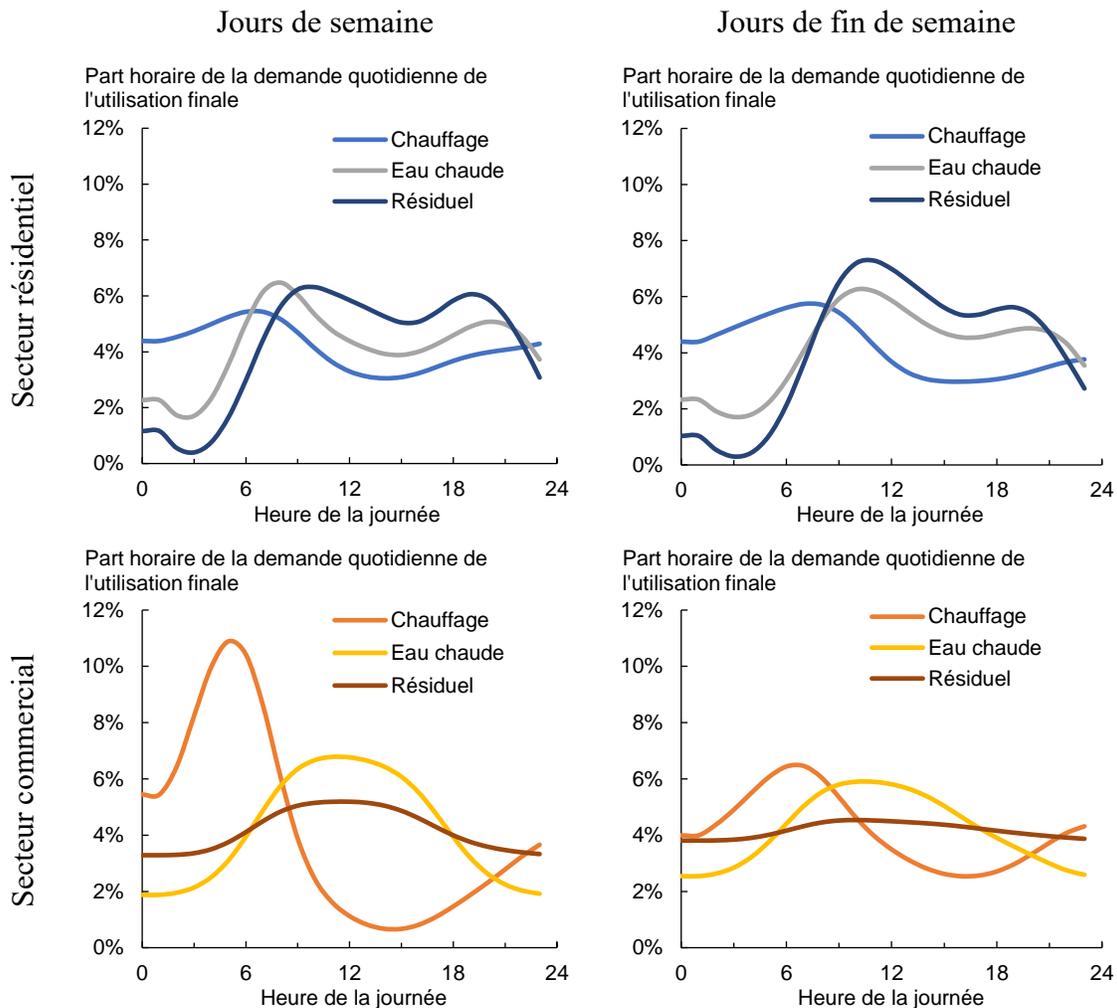
Paramètres	Unité	Québec	Ontario	Provinces maritimes	Nouvelle-Angleterre	New York
Population	Millions	8,5	14,6	2,4	14,7	19,7
<i>Secteur résidentiel</i>						
Surface du parc résidentiel	Millions de m ²	475	841	152	1 143	1 222
Intensité énergétique du chauffage	GJ/m ²	0,47	0,42	0,48	0,30	0,27
Proportion de la surface chauffée à l'électricité	%	63	16	40	9	5
Intensité énergétique du chauffage à la thermopompe	GJ/m ²	0,25	0,22	0,25	0,16	0,14
Proportion de la surface chauffée à la thermopompe	%	6	7	3	5	0
Intensité énergétique de la climatisation	GJ/m ²	0,01	0,02	0,003	0,01	0,03
Proportion de la surface climatisée à l'électricité	%	100	100	100	100	100
Intensité énergétique du chauffage de l'eau	GJ/personne	5,1	6,1	5,5	6,7	6,5
Proportion de la surface chauffant l'eau à l'électricité	%	95	12	59	36	13
Intensité énergétique des autres utilisations finales	GJ/m ²	0,13	0,07	0,10	0,11	0,10
<i>Secteur commercial</i>						
Surface du parc résidentiel	Millions de m ²	145	296	49	348	470
Intensité énergétique du chauffage	GJ/m ²	0,75	1,00	0,50	0,33	0,36
Proportion de la surface chauffée à l'électricité	%	34	8	29	15	8
Intensité énergétique du chauffage à la thermopompe	GJ/m ²	0,39	0,50	0,20	0,18	0,19
Proportion de la surface chauffée à la thermopompe	%	0	0	0	0	0
Intensité énergétique de la climatisation	GJ/m ²	0,08	0,10	0,10	0,12	0,14
Proportion de la surface climatisée à l'électricité	%	94	94	100	100	96
Intensité énergétique du chauffage de l'eau	GJ/personne	1,60	1,82	1,12	0,93	1,04
Proportion de la surface chauffant l'eau à l'électricité	%	13	4	5	40	20
Intensité énergétique des autres utilisations finales	GJ/m ²	0,6	0,5	0,5	0,4	0,3
<i>Secteur des transports</i>						
Nombre de voitures, VUS et camions électriques	Milliers	26	18	0,3	57	52
Distance moyenne parcourue annuellement	km	13 324	16 844	18 353	11 923	8 656
Consommation moyenne d'énergie	kWh/100km	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2
<i>Secteur industriel</i>						
Consommation d'électricité totale	GWh	88 334	39 139	10 972	18 521	28 874

Pour évaluer la performance du modèle de consommation finale d'énergie, la demande de référence est comparée aux charges observées des régions du NPCC telles que collectées par Hydro-Québec (2023), Ontario IESO (2023) et ISO New England (2023). Comme mentionné plus tôt, les charges des provinces maritimes sont issues des travaux de Rodríguez-Sarasty et al. (2021) et celles de New York de Pineau et al. (2022). Il s'agit dans le premier cas d'une compilation spéciale issue du couplage entre les données de consommation d'électricité de Statistique Canada et le profil de charge du Nouveau-Brunswick.

Les paramètres de ce modèle permettent de distribuer la consommation totale d'énergie d'une région en différents secteurs et utilisation finale. Les niveaux d'électrifications pour chacune de ces utilisations finales permettent ensuite de recréer la demande annuelle d'électricité. Ce sont ces paramètres qui seront modifiés de manière exogène pour analyser les effets de l'électrification de l'économie. Pour distribuer la consommation d'électricité par demande finale aux différentes heures de la journée, les profils de charge de l'Electric Power Research Institute (EPRI, 2023) pour le secteur résidentiel et le secteur commercial sont utilisés. Ces profils de charge viennent de simulations effectuées à l'aide de la plateforme de modèle du National Electric System Simulation Integrated Evaluator (NESSIE) d'EPRI. Les intrants de ce modèle sont issus des données estimées par le National Energy Modeling System (NEMS) de l'EIA et des données collectées par EPRI dans le cadre de ses tests et recherches en laboratoire (EPRI, 2011).

La figure 7 résume la distribution de la demande horaire obtenue. Dans cette approche, le chauffage traditionnel et le chauffage par thermopompe partagent le même profil horaire. EPRI ne montre pas d'estimation distincte pour le profil horaire de consommation des thermopompes et il est raisonnable de croire que son profil est identique à celui d'un système de chauffage traditionnel. Dans ces graphiques, le *résiduel* de consommation du secteur résidentiel est la moyenne des habitudes de consommation pour l'éclairage et les appareils ménagers pondérée pour la quantité d'énergie consommée pour chacune de ces utilisations finales. Pour le secteur commercial, il s'agit de la moyenne pondérée pour l'éclairage et l'utilisation de l'équipement auxiliaire et des moteurs auxiliaires.

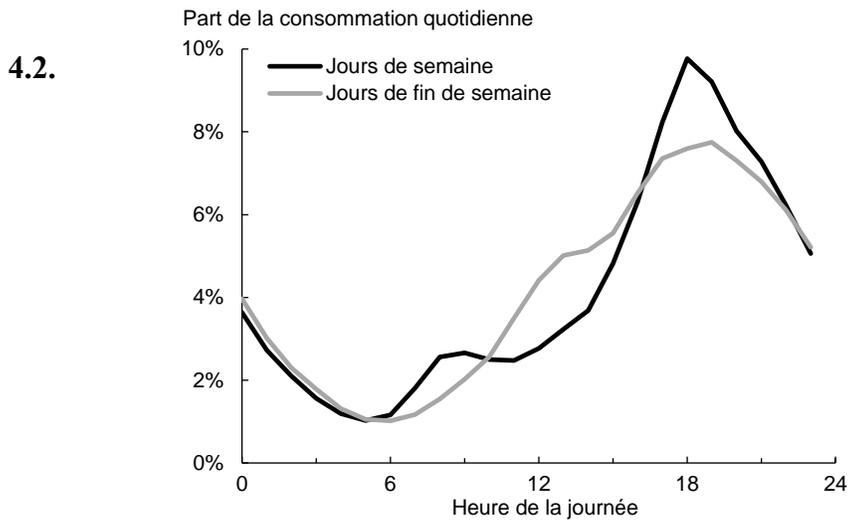
Figure 7 : Profils de charges horaires selon l'utilisation finale et le jour de la semaine



Les données de l'Electric Vehicle Infrastructure Projection Tool (EVI-Pro) Lite du U.S. Department of Energy (2023) sont utilisées pour les simulations de profils de charge des voitures électriques (figure 8).

Pour distribuer les degrés-jour de climatisation et de chauffage, les températures maximales quotidiennes mesurées aux aéroports dans la plus grande ville de chaque région du NPCC sont utilisées. Les aéroports sont des points de référence stratégiques selon l'approche de ce mémoire parce qu'ils se situent généralement près d'une forte concentration de la population, et donc, d'une forte concentration de la consommation d'énergie résidentielle et commerciale. Les températures mesurées en station sont publiées par Environnement Canada (2023) pour les régions canadiennes et par la National Oceanic and Atmospheric Administration (2023) pour les régions américaines.

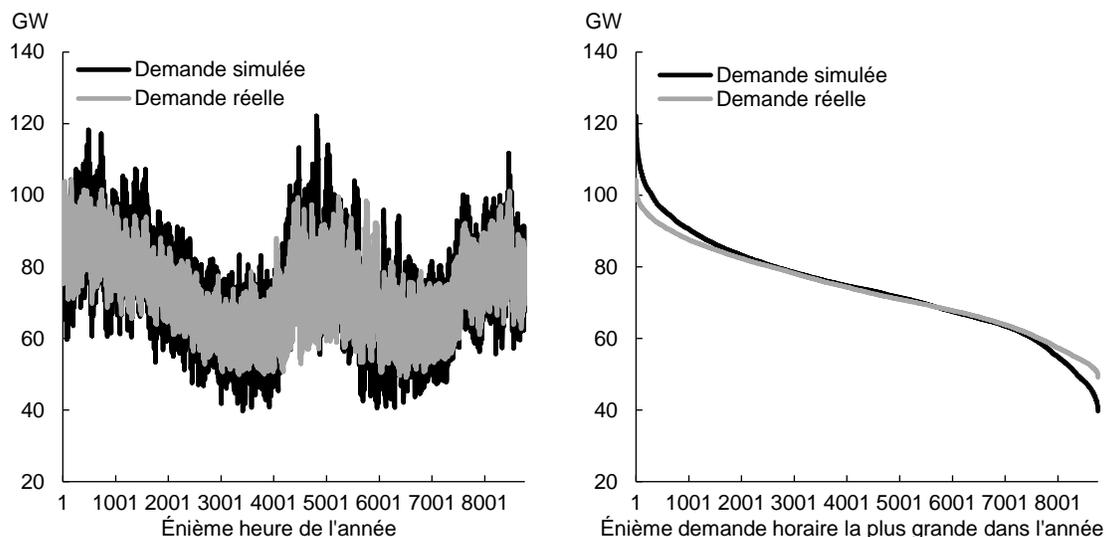
Figure 8 : Profil quotidien de charge des voitures électriques, données horaires



3.3. Évaluation de la capacité du modèle de consommation finale d'énergie à répliquer la charge horaire observée du NPCC

En distribuant les demandes annuelles pour chaque utilisation finale dans l'année selon la température quotidienne et les habitudes intrajournalières des ménages, des immeubles commerciaux et des industries, une demande de référence est simulée pour une année synthétique (figure 9). Le tableau 4 montre ensuite comment le modèle arrive à répliquer la demande observée d'une région à l'autre.

Figure 9 : Reproduction d'une année synthétique, demande horaire observée et diagramme de charges classées



Note : Un diagramme de charges classées montre la puissance horaire observée en ordre décroissant. Les observations des deux graphiques sont donc les mêmes, mais leur agencement diffère sur l'abscisse.

Tableau 4 : Écart de la demande annuelle totale d'énergie et corrélation horaire entre la demande d'électricité observée et la demande simulée

Régions	Écart de la demande annuelle totale d'énergie	Corrélation horaire
Québec	6%	91%
Ontario	1%	70%
Provinces maritimes	-7%	80%
New York	-8%	64%
Nouvelle-Angleterre	5%	61%
NPCC	1%	72%

Un facteur complexifiant la réplique de la demande annuelle totale d'énergie entre la demande simulée et la demande observée correspond au décalage entre la demande annuelle en électricité rapportée par les agences statistiques et celle observée sur les réseaux électriques de chaque région. Comme le modèle est paramétré à partir de données d'enquête des agences statistiques et comparé aux données observées, cette divergence peut s'expliquer par l'addition des incertitudes dans l'estimation de la consommation d'énergie pour chaque composante de la demande finale comparativement à ce qui est effectivement consommé. La difficulté d'avoir une corrélation forte entre la demande observée et la demande simulée vient des limites dans l'accessibilité des données locales. Plusieurs hypothèses ont été formulées à la section 3.3 pour contourner ces limitations, mais ces hypothèses réduisent la capacité du modèle à répliquer fidèlement les températures observées ou les comportements locaux particuliers des ménages et des entreprises dans chacune des régions du NPCC, par exemple. Néanmoins, la capacité du modèle à répliquer la demande observée augmente avec le niveau d'électrification d'une région (voir Tableau 2), ce qui atténue l'inquiétude que le modèle ne sache répliquer fidèlement une croissance de la demande d'électricité liée à l'électrification. Par exemple, la corrélation horaire avec la demande observée obtenue pour le Québec (91 %) est identique à celle obtenue par Boßmann et Staffell (2015) pour l'Allemagne (91 %).

Bien qu'il s'agisse d'un phénomène généralement associé à des modèles statistiques, le danger de vouloir moduler les paramètres des autres régions pour mieux refléter une année de référence est le surapprentissage (*overfitting*) du modèle de consommation finale d'énergie utilisé ici. Ce phénomène survient lorsqu'un modèle statistique réplique exactement ses données d'entraînement (IBM, 2023). Dans ce cas, il s'agirait de chercher à modifier les paramètres du modèle en puisant dans les données d'autres enquêtes avec des méthodologies différentes pour répliquer plus fidèlement la demande observée. Le problème est que ces nouveaux paramètres pourraient moins bien répliquer la demande pour une année de référence subséquente, par exemple.

Afin d'évaluer si ces différences entre la demande réelle et la demande simulée qui servira de référence pour montrer les impacts de l'électrification sur les coûts du système électrique, il suffit de comparer les coûts du système que le modèle d'expansion de la capacité retourne pour chacun de ces profils de demande. Ce modèle estime que les coûts actualisés annuels du système électrique à 39,76 G USD pour répondre à au profil de demande réelle d'électricité dans la région du NPCC. Les coûts estimés pour répondre à la demande simulée sont de 39,95 G USD. En bref, les simulations du modèle de consommation finale d'énergie génèrent un profil de demande qui permet de refléter plus de 99 % des coûts du système électrique. C'est sur la base de cette observation que la qualité de ce modèle est jugée suffisante pour la suite des travaux d'analyse.

Cela dit, il faut rappeler qu'une hypothèse est posée dans le modèle d'expansion de la capacité pour retirer les limites à l'installation de nouvelles capacités de transport entre les régions du NPCC. Cela permet à chacune des régions du NPCC de pleinement tirer profit du commerce d'électricité entre elles, surtout qu'elles expérimentent des pointes à différents moments de l'année dans la demande de référence (voir Annexe C au besoin). Cela atténue l'effet des différences entre les pointes domestiques observées et les pointes domestiques simulées, sachant que les coûts du système sont influencés par ces pointes.

4.3. Modèle d'expansion de la capacité

Les fondements théoriques du modèle d'expansion de la capacité sont présentés à la section 3.2. Les données de capacités de production et de transport d'électricité initialement installées qui sont utilisées dans les travaux de Rodríguez-Sarasty et al. (2021) sont réutilisées en tout point. Les capacités initiales, ainsi que les hypothèses de coûts en capital et en opération pour les différentes technologies et infrastructures sont décrites à l'Annexe B. La contribution méthodologique de ce mémoire est qu'il utilise des demandes horaires simulées par un modèle d'utilisation finale d'énergie comme intrant de demande exogène d'électricité, alors que les travaux de Rodríguez-Sarasty et al. (2021) utilisaient des demandes horaires observées. Il s'agit du seul changement dans les données utilisées par le modèle d'expansion de la capacité par rapport à ces travaux. Les seuls autres changements méthodologiques au modèle sont les hypothèses décrites à la section 3.3.2.

5. Résultats

Les résultats se déclinent en deux volets. D'abord, différents déterminants de la demande d'électricité sont modifiés au modèle de consommation d'électricité pour illustrer leurs effets sur la demande d'électricité. Les paramètres du modèle sont modifiés de manière à simuler indépendamment l'électrification du secteur résidentiel, du secteur commercial ou du secteur des transports. Toujours en modifiant de manière exogène les paramètres du modèle, les résultats montrent comment l'efficacité énergétique et la modification des habitudes de consommation peuvent atténuer la croissance de la demande d'énergie électrique ou atténuer la croissance de la pointe qu'implique l'électrification.

Ensuite, les profils de demande électrique horaire servent d'intrants au modèle d'expansion de la capacité pour montrer l'impact de l'électrification et de l'efficacité énergétique sur les coûts du système électrique et la répartition régionale de ces coûts pour les régions du NPCC. Les implications sur les besoins en nouvelles capacités de production et de transport, entre autres, sont également discutées.

5.1. Résultats pour le modèle de consommation finale d'énergie

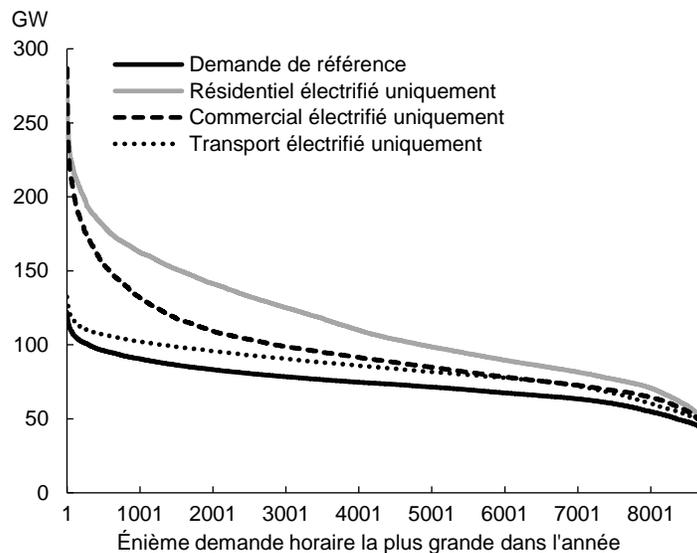
5.1.1. Impacts de l'électrification sur la croissance et la transformation de la demande d'électricité

La réduction des émissions doit passer par l'électrification de plusieurs habitudes de consommation des ménages et des entreprises. Cette électrification mettra une pression considérable sur le système électrique existant et une analyse par utilisation finale de l'électricité permet de mesurer comment l'électrification affectera la demande annuelle d'électricité et la charge de pointe pour le NPCC. Pour faire cette analyse, la demande d'électricité simulée du NPCC pour une année de référence est comparée à une demande alternative où le secteur des transports est électrifié, par exemple. Concrètement, l'électrification des transports consiste à remplacer les véhicules à essence en circulation par des véhicules électriques sans changer le nombre de kilomètres parcourus. Cela permet

au modèle de mesurer la demande additionnelle d'électricité qu'impliquerait l'électrification de chacun des véhicules en circulation dans une région donnée.

C'est l'électrification du secteur résidentiel qui augmente le plus la demande d'énergie électrique (figure 10). Elle augmenterait la charge de pointe de 128 % et la demande annuelle de 54 % dans le NPCC. L'Annexe C montre les impacts de l'électrification des secteurs résidentiels, commerciaux et des transports sur la demande d'électricité pour chacune des régions du NPCC. Il est possible d'y remarquer un fait stylisé important de l'électrification des secteurs résidentiels ou commerciaux, à savoir qu'ils transfèrent la charge de pointe de l'été vers l'hiver dans les régions de l'Ontario, de la Nouvelle-Angleterre et de New York, si bien que l'ensemble des régions du NPCC expérimentent leur pointe dans les mêmes mois de l'année dans ces cas. Cette éventualité atténuerait les gains au commerce que le NPCC exploite actuellement avec ses régions nordiques qui exportent leur électricité en été en échange de l'électricité des régions du sud l'hiver.

Figure 10 : Impact de l'électrification sur la demande horaire d'électricité par secteur électrifié, diagramme de charges horaires classées, données horaires



L'impact de l'électrification des transports est faible en comparaison à l'électrification des autres secteurs de l'économie pour l'ensemble du NPCC, mais cette observation tend à changer selon la région étudiée. Au Québec par exemple, où les secteurs résidentiels et commerciaux sont déjà plus électrifiés, l'électrification des transports aurait un impact

similaire (9 %) sur la demande annuelle d'électricité que l'électrification du secteur résidentiel (10 %) ou du secteur commercial (12 %). L'impact moindre qu'a l'électrification des transports sur la consommation d'électricité s'explique par le fait qu'environ 80 % de l'énergie consommée par un véhicule à combustion est perdue sous forme de chaleur (Gouvernement du Canada, 2023), et donc, que l'électrification est associée à des gains d'efficacité énergétique importants.

Le tableau 5 montre les ajouts sur la charge de pointe et sur l'énergie consommée occasionnés par l'électrification, et ce, par secteur et par région du NPCC. Il s'agit donc des GW et des TWh supplémentaires qui s'ajouteront à la demande de référence avec l'électrification. Par exemple, le tableau montre que l'électrification du secteur résidentiel uniquement augmentera de 19 TWh (10 %) l'énergie électrique consommée par ce secteur au Québec. Comme mentionné précédemment, l'électrification des secteurs se décline comme suit ;

- Secteur résidentiel : électrification du chauffage des pièces et du chauffage de l'eau dans les bâtiments résidentiels (maisons unifamiliales, appartements, etc.)
- Secteur commercial : électrification du chauffage des pièces et du chauffage de l'eau dans les bâtiments commerciaux (tours à bureaux, hôpitaux, épiceries, etc.)
- Secteur des transports : électrification des voitures à essence en circulation

Tableau 5 : Charge additionnelle (en GW, tableau 5.1) et augmentation de l'énergie consommée (en TWh, tableau 5.2) par rapport au scénario de référence, selon l'électrification de différents secteurs et différentes régions du NPCC

Tableau 5.1 – Puissance de pointe (GW)

Région	Résidentiel	Commercial	Transport
Québec	8 (20 %)	17 (41 %)	1 (2 %)
Ontario	42 (153 %)	76 (276 %)	5 (17 %)
Provinces maritimes	5 (66 %)	4 (46 %)	1 (10 %)
New York	36 (90 %)	27 (66 %)	1 (2 %)
Nouvelle-Angleterre	47 (159 %)	25 (87 %)	4 (13 %)
NPCC	156 (128 %)	165 (135 %)	10 (8 %)

Tableau 5.2 – Énergie (TWh)

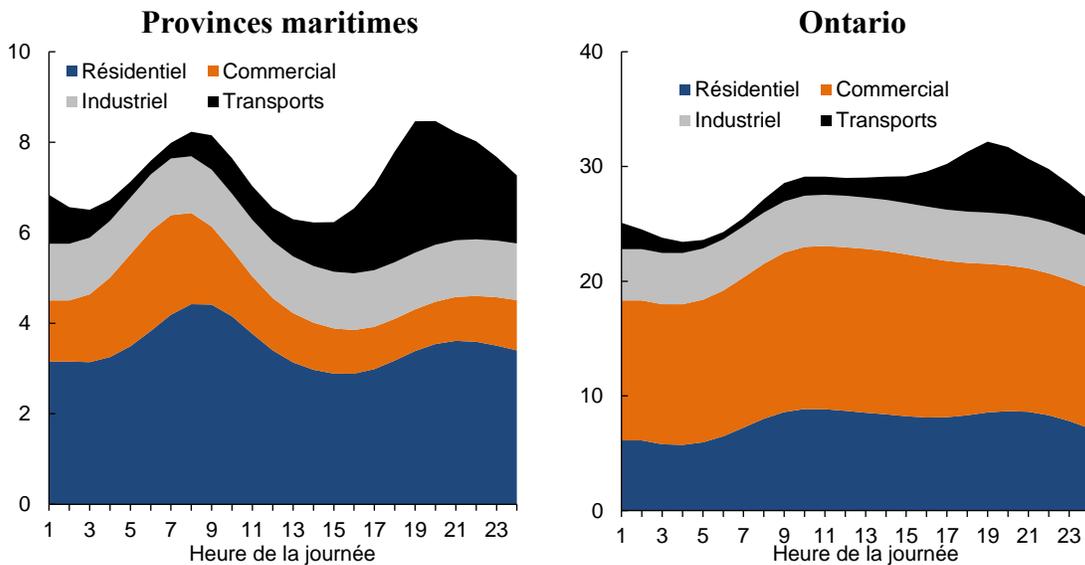
Région	Résidentiel	Commercial	Transport
Québec	19 (10 %)	23 (12 %)	17 (9 %)
Ontario	98 (71 %)	84 (62 %)	25 (19 %)
Provinces maritimes	13 (36 %)	5 (14 %)	9 (25 %)
New York	119 (80 %)	48 (33 %)	13 (9 %)
Nouvelle-Angleterre	99 (77 %)	30 (23 %)	23 (18 %)
NPCC	348 (54 %)	191 (29 %)	88 (14 %)

Un résultat notable du tableau 5 est l'impact mesuré de l'électrification du secteur commercial sur la puissance de pointe et la demande d'énergie en Ontario. Les données du tableau 3 montrent qu'une part importante de l'énergie fossile consommée, et donc à être électrifiée, en Ontario sert au chauffage des bâtiments. Mettre ces chiffres en perspective avec ceux de la Nouvelle-Angleterre, autre région qui montre une croissance importante de la pointe liée à l'électrification du secteur commercial, permet de comprendre l'ampleur de la croissance de la puissance de pointe. L'intensité énergétique pour le chauffage des bâtiments commerciaux est trois fois plus élevée en Ontario (1,00 GJ/m²) qu'en Nouvelle-Angleterre (0,33 GJ/m²) en raison d'un climat plus froid, alors que l'électricité n'y représente que 8 % de l'énergie consommée à cette fin, soit deux fois moins qu'en Nouvelle-Angleterre (15 %). Les résultats du tableau 5 montrent que le chauffage est justement l'utilisation finale d'énergie qui a le plus d'impact sur la croissance de la pointe. Les résultats de Bistline et al. (2021) montrés au tableau 1 se distinguent de ce mémoire parce qu'ils intègrent des mesures d'efficacité énergétique comme l'installation de pompes à chaleur et incluent également les bénéfices du déplacement de la pointe. Ils n'évaluent pas non plus l'électrification complète des différents secteurs de l'économie puisqu'ils permettent d'absorber une partie de leurs émissions par la capture du carbone.

Les différences dans les impacts estimés de l'électrification des transports s'expliquent surtout par un effet de base et par la proportion de l'énergie consommée vouée aux transports dans les différentes régions du NPCC. D'abord, si une part importante de l'énergie consommée est déjà électrifiée, comme au Québec (47 %, figure 2, p.11), l'électrification des transports aura un impact plus négligeable sur la croissance de la

demande d'énergie. D'ailleurs, la figure 2 illustre que la proportion de l'énergie primaire et secondaire consommée en électricité est plus faible en Ontario (21 %) que partout ailleurs dans le NPCC. C'est justement l'une des régions où l'électrification des transports a le plus d'impact sur la croissance de la demande d'énergie électrique (19 %). Toutefois, cette croissance demeure plus faible que pour les provinces maritimes puisqu'une plus grande part de l'énergie consommée dans cette région est vouée aux transports (40 %) qu'en Ontario (31 %) (figure 1). Dans la majorité des cas, les régions qui montrent une croissance de la demande d'énergie électrique plus grande pour l'électrification des transports sont également celles pour lesquels la puissance de pointe croît le plus. Ce n'est toutefois pas le cas de l'Ontario et des provinces maritimes. L'explication se trouve alors dans les profils horaires de charge de ces régions. La figure 11 décompose la demande horaire d'électricité en Ontario et dans les provinces maritimes durant leur pointe annuelle simulée respective entre les différents secteurs de l'économie. Il s'agit du 20 juillet pour l'Ontario et du 7 janvier pour les provinces maritimes. Dans cette figure, tous les secteurs montrent les niveaux actuels d'électrification sauf le secteur des transports, qui lui est entièrement électrifié.

Figure 11 : Décomposition de la demande horaire d'électricité durant la journée de pointe entre secteurs lorsque le secteur des transports est entièrement électrifié, Ontario et provinces maritimes, GW



Visuellement, la figure 11 montre que l'aire (énergie) associée aux transports est proportionnellement plus grande dans les provinces maritimes qu'en Ontario. Toutefois, cette région montre actuellement une électrification plus importante pour des utilisations finales d'énergie où la consommation se concentre le matin (voir *Chauffage* à la figure 7), alors que la recharge des véhicules se fait généralement au retour du travail (figure 8). Parce que l'électricité consommée pour la recharge des véhicules n'est pas synchronisée avec celle pour le chauffage, l'électrification des transports n'a pas un impact aussi grand qu'en Ontario sur la pointe. En Ontario, justement, la pointe se situe en juillet plutôt qu'en janvier. Au 20 juillet de cette année synthétique donc, l'électricité qui y est consommée est surtout destinée à la ventilation et à l'éclairage des immeubles commerciaux, pour lesquels le profil horaire de consommation est beaucoup plus plat (voir *Résiduel* du secteur commercial à la figure 7). Par conséquent, la pointe de consommation pour la recharge des véhicules se fait plus remarquer dans cette région.

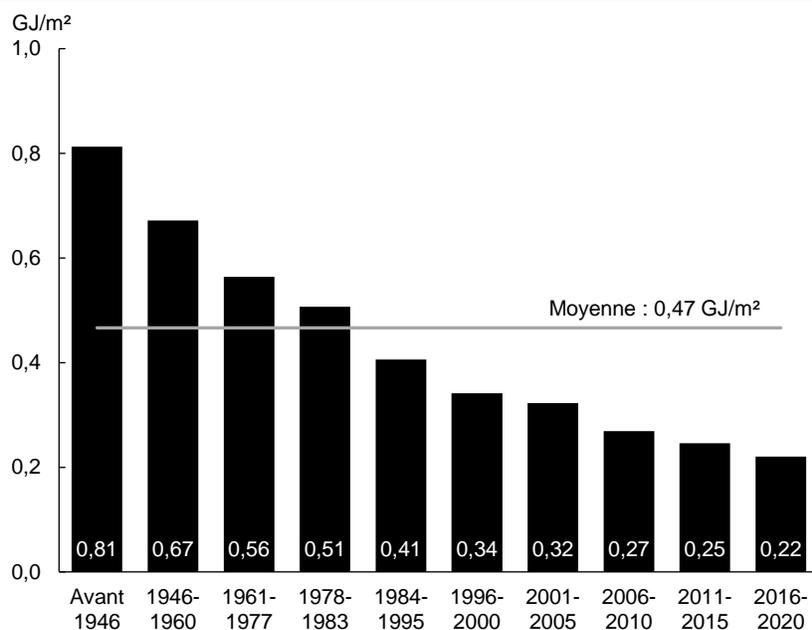
Par construction, la somme des ajouts à la demande d'énergie dans chacune des régions correspond à l'ajout de demande d'énergie du NPCC (tableau 5.2). Or, ce n'est pas le cas des ajouts en puissance de pointe (tableau 5.1). Cela s'explique par le profil de charge original de chacune de ces régions. Dans les régions où le chauffage est initialement peu électrifié comme à New York ou en Nouvelle-Angleterre, la charge de pointe se situe en été dans la demande de référence et se transfère à l'hiver une fois le chauffage entièrement électrifié. Pendant une phase temporaire donc, l'électrification du chauffage n'augmentera pas la puissance de pointe de ces régions. L'électrification n'a donc pas un impact linéaire sur la charge de pointe. Il est également intéressant de noter que c'est l'électrification du secteur commercial qui a le plus d'impact sur la charge de pointe, alors qu'il a moins d'impact que l'électrification du secteur résidentiel sur la demande d'énergie. L'explication de ce fait stylisé se trouve dans les profils de demande horaire d'EPRI utilisés. Ces profils montrent une forte concentration de la consommation d'énergie utilisée pour le chauffage des bâtiments commerciaux le matin, bien plus que dans les bâtiments résidentiels. Les données utilisées pour la demande horaire montrent que 12 % de la demande quotidienne d'électricité pour le chauffage est consommée en une seule heure à 5 AM dans les bâtiments commerciaux. Cette concentration de la consommation n'atteint pas plus que 6 % dans les bâtiments résidentiels (figure 7).

Ce phénomène est la conséquence d'une hypothèse faite sur les préférences des ménages et des entreprises dans le modèle d'utilisation finale d'électricité et qui est cohérente avec l'hypothèse de demande exogène impliquée par le modèle d'expansion de la capacité. Cette hypothèse est que les interactions entre les différentes utilisations finales d'énergies sont inexistantes, parce que le type de modèle utilisé n'inclut pas l'élasticité-prix des différentes utilisations finales d'énergie. Comme le modèle d'expansion de la capacité n'est pas résolu de manière à obtenir un équilibre général de toute manière, il ne corrige pas la demande d'électricité pour montrer que ce comportement des bâtiments commerciaux aurait pour effet d'augmenter les prix de l'électricité. Concrètement, la forte concentration de la demande d'électricité devrait en faire augmenter le prix pour les quelques heures de forte demande, lissant ainsi cette consommation en retour et atténuant donc l'effet de l'électrification du chauffage des bâtiments commerciaux sur la pointe hivernale.

5.1.2. Impacts de l'efficacité énergétique sur l'atténuation de la croissance de la demande d'électricité

Une manière d'atténuer la croissance de la demande d'électricité est de rendre les maisons et les bâtiments commerciaux plus efficaces énergétiquement. L'efficacité énergétique des bâtiments résidentiels a beaucoup progressé dans les dernières décennies. Au Québec, par exemple, les maisons construites entre 2016 et 2020 consomment, en moyenne, 67 % moins d'énergie pour le chauffage des locaux que les maisons construites entre 1946 et 1960 (figure 12). L'intensité énergétique des bâtiments résidentiels se réduit donc d'environ 2 % par année et s'ils étaient tous aussi efficaces que les dernières constructions, ils consommeraient 53 % moins d'énergie pour le chauffage des locaux.

Figure 12 : Intensité énergétique du chauffage des pièces dans les bâtiments résidentiels du Québec par période de construction, 2019



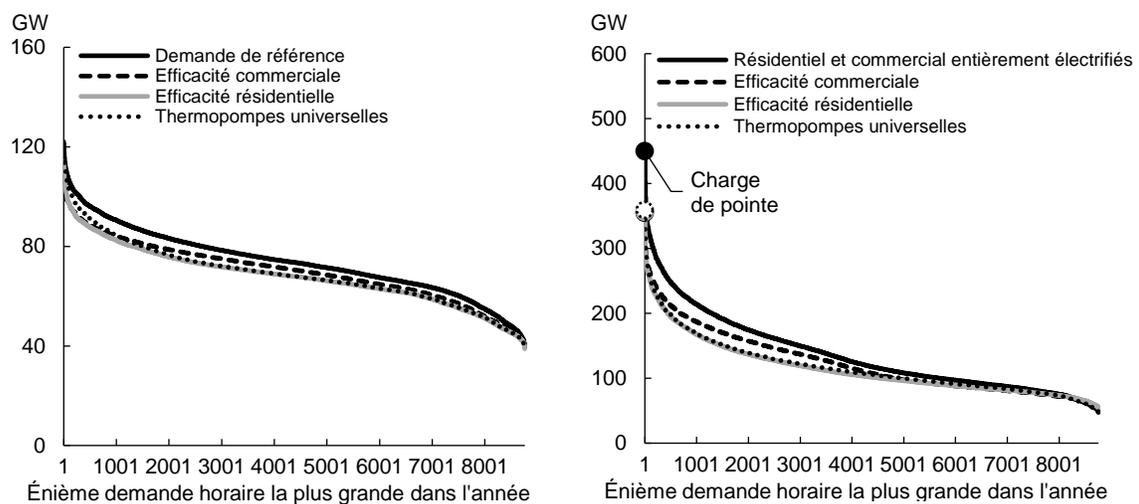
Source : Ressources naturelles Canada, *Statistiques de la consommation d'énergie*, Secteur résidentiel, Québec, tableaux 7 et 18.

Plusieurs certifications attestant la bonne performance environnementale de bâtiments commerciaux existent aujourd'hui, mais la certification LEED est la plus communément utilisée dans le monde (U.S. Green Building Council, 2022). Or, une revue de littérature réalisée par Amiri et al. (2019) sur les études de gains d'efficacité énergétique liés à la certification LEED révèle que la certification n'est pas toujours associée à des gains d'efficacité. Les auteurs rappellent que cela est dû au fait que la certification n'est pas seulement liée aux performances d'efficacité énergétique, mais elle est également liée à d'autres indicateurs environnementaux comme les émissions du bâtiment ou la gestion saine des eaux usées. Or, un bâtiment commercial peut se décarboner en changeant sa source d'énergie pour de l'électricité renouvelable par exemple, et ce, sans gains substantiels d'efficacité. Selon les observations de ces auteurs, la certification est associée à des gains d'efficacité d'au plus 39 %.

Sans surprise, l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments résidentiels et commerciaux a beaucoup plus d'impact dans la réduction de la demande d'électricité et de la charge de pointe lorsque ces secteurs sont entièrement électrifiés (figure 13). Cette

observation est vraie aussi au regard de l'impact qu'aurait l'implantation universelle de thermopompes dans les bâtiments résidentiels pour remplacer le chauffage à l'électricité traditionnel. Selon le facteur de conversion d'efficacité énergétique par système de chauffage de Ressources naturelles Canada, une thermopompe est 190 % plus efficace énergétiquement que le chauffage électrique traditionnel pour les bâtiments résidentiels.

Figure 13 : Impact de l'efficacité énergétique par secteur visé ou par les thermopompes résidentielles, diagrammes de charges classées, données horaires, chauffage électrique actuel (gauche) et électrification complète des secteurs résidentiels et commerciaux (droite)



Note : À gauche, la ligne *Efficacité résidentielle* montre les charges classées de la région du NPCC considérant une amélioration de 50 % de l'efficacité des bâtiments résidentiels. De la même manière, la ligne *Efficacité commerciale* montre l'amélioration de 50 % de l'efficacité des bâtiments commerciaux. La ligne *Thermopompes universelles* montre les charges classées si l'ensemble des bâtiments résidentiels sont équipés de thermopompes pour le chauffage des pièces. À droite, ces mêmes simulations sont reprises dans un monde où les secteurs résidentiels et commerciaux sont entièrement électrifiés pour le chauffage des pièces et de l'eau. Elles sont donc mises en comparaison avec la ligne *Résidentiel et commercial entièrement électrifiés*.

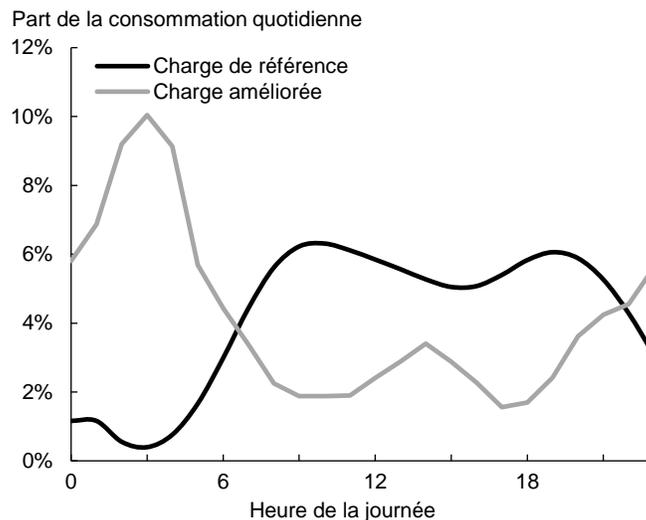
En comparaison avec la demande de référence, une amélioration de 50 % de l'efficacité énergétique pour le secteur résidentiel ou commercial réduisent tous les deux la charge de pointe de 9 %. L'adoption de thermopompes permet de réduire la charge de pointe de seulement 1 %, parce qu'au-delà de ce seuil, la charge de pointe se trouve en été, et que selon notre approche, les thermopompes sont efficaces pour réduire la consommation d'électricité liée au chauffage. L'adoption de thermopompe permet toutefois de réduire la demande annuelle d'électricité de 4 %, contre 5 % et 1 % pour les gains d'efficacité des secteurs résidentiels et commerciaux respectivement.

Dans l'éventualité où le chauffage des secteurs résidentiels et commerciaux était entièrement électrifié, les gains d'efficacité énergétique auraient beaucoup plus d'impact sur la réduction de la demande annuelle d'électricité, et ce, pour l'ensemble des secteurs touchés. Par exemple, une amélioration de 50 % de l'efficacité énergétique pour le secteur résidentiel réduirait cette fois la demande 15 %.

5.1.3. Le rôle potentiel du changement des habitudes de consommation dans la réduction de la pointe

Les travaux de Blaschke (2022) sont repris pour mesurer l'impact d'une tarification dynamique sur la demande d'électricité pour les électroménagers. L'auteur s'intéresse aux bénéfices du déplacement de la charge, et ses travaux montrent comment l'introduction d'une tarification dynamique entraîne une réaction de la demande au sein des ménages. Son but est de déterminer d'un niveau d'écart entre les prix à la pointe quotidienne et le tarif de base qui soit suffisant pour que les changements dans les habitudes de consommation vers des périodes où l'énergie est moins chère permettent de contrebalancer les coûts de l'installation d'instruments de comptage et de gestion intelligente de la consommation (ex. thermostats intelligents) pour les ménages. L'auteur arrive ainsi à obtenir un profil de charge amélioré pour la consommation de chacun des électroménagers qui sont paramétrés dans mon modèle de charge horaire. Après avoir écrit à l'auteur, celui-ci m'a fait parvenir les profils de charge de chacun de ces électroménagers. J'ai ensuite pu recréer un filtre d'électroménager qui soit équivalent au profil de référence en faisant la somme des consommations horaires des électroménagers paramétrés dans le modèle. Pour montrer l'impact de la tarification dynamique, la charge de référence du modèle est donc comparée à cette nouvelle charge améliorée issue des travaux de Blaschke (figure 14).

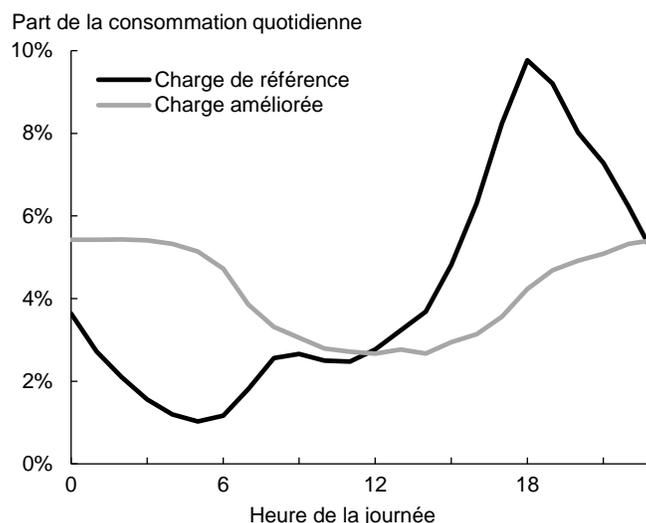
Figure 14 : Profils quotidiens de charge pour les électroménagers durant les jours de semaine, données horaires



Ce modèle permet donc de déplacer la consommation d'électricité de certains électroménagers comme les lave-vaisselles ou les congélateurs vers la nuit, alors que la consommation pour le chauffage de l'eau, par exemple, est au plus bas. L'auteur ne se penche pas sur l'effet de la tarification dynamique sur le chauffage des pièces. À notre connaissance, aucune étude ne s'y penche pour la région du NPCC. L'hétérogénéité dans les niveaux d'électrification des différentes régions du NPCC et l'importance du commerce d'électricité entre ces régions complexifierait assurément de tels travaux.

Pour mesurer l'impact d'une tarification dynamique permettant une recharge plus intelligente des voitures, les données de charge de l'Electric Vehicle Infrastructure Projection Tool (EVI-Pro) Lite du U.S. Department of Energy (2023) sont encore une fois utilisées (figure 15). Cet outil permet de générer des profils de charge à l'aide de paramètres personnalisables. Ces paramètres ont été choisis de manière à créer un profil de charge qui se distingue de celui utilisé pour les électroménagers pour offrir de nouvelles analyses. Ce profil montre, à titre indicatif seulement, une stratégie de charge où le fournisseur d'électricité ou le ménage étend au maximum la recharge du véhicule au lieu de la recharger au maximum au retour du travail.

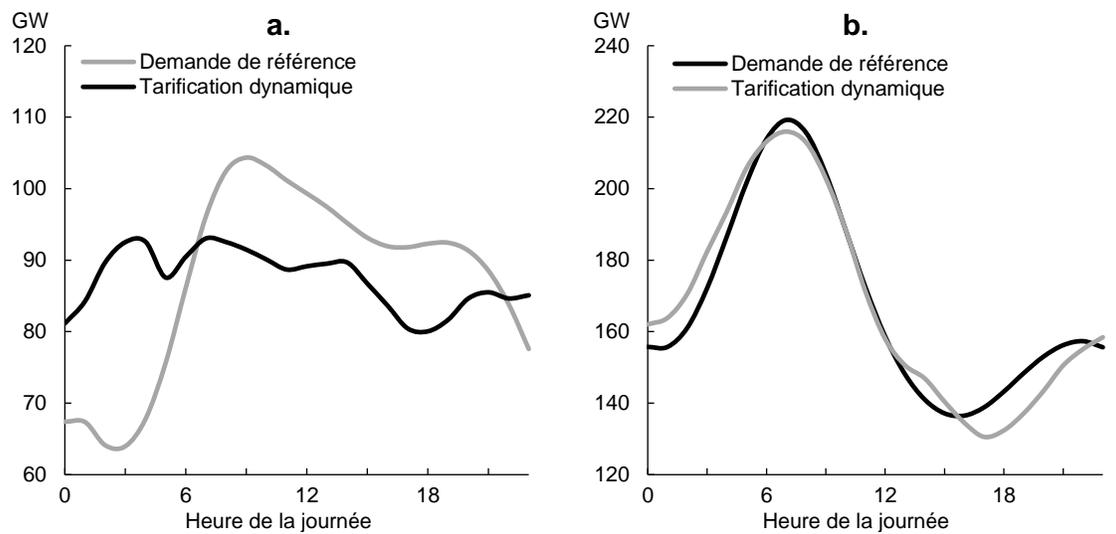
Figure 15 : Profils quotidiens de charge pour la recharge des voitures électriques durant les jours de semaine, données horaires



La figure 16 montre comment une tarification dynamique pourrait transformer le profil de charge à travers la consommation d'électricité pour les électroménagers. L'impact de la tarification dynamique sur les électroménagers est montré par rapport à la demande où les secteurs résidentiels et commerciaux sont entièrement électrifiés. Il est plus facile de faire des observations ainsi parce que l'électrification de ces secteurs permet de mettre en relief les différentes habitudes de consommation des ménages et des entreprises. Le constat le plus notable est qu'une réaction de la demande faisant déplacer la consommation d'électricité la nuit a peu d'incidence sur la charge de pointe hivernale.

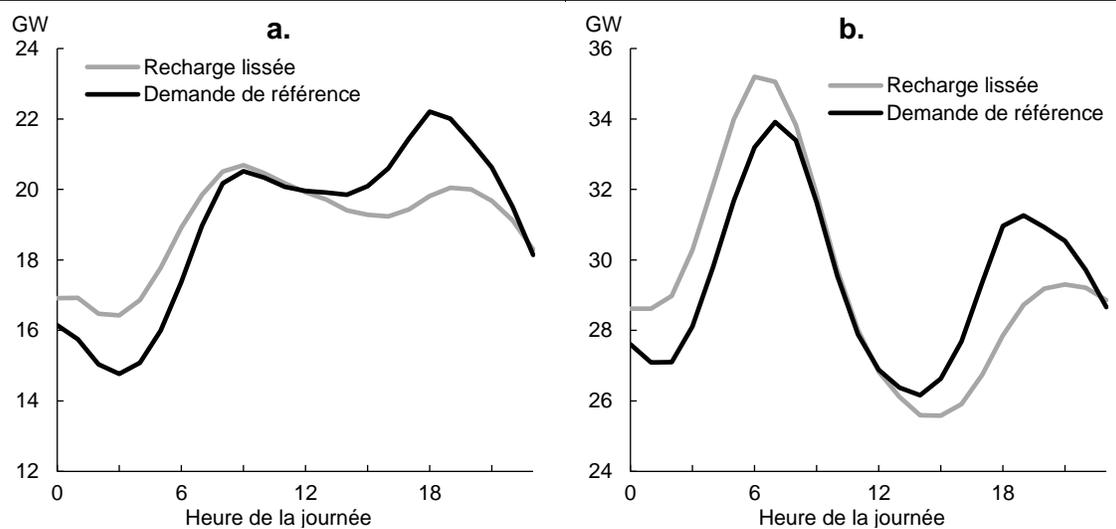
En se référant aux habitudes de consommation montrées à la figure 7, il est possible de remarquer que le déplacement de la consommation pour les électroménagers vers la nuit fait qu'elle n'est plus synchronisée avec la consommation croissante d'électricité le matin pour le chauffage des pièces et de l'eau. Cette amélioration de la charge a peu d'incidence l'hiver (panel a. et panel d.) parce que la consommation d'électricité pour le chauffage est tellement grande qu'elle éclipse largement les bénéfices du déplacement de la charge des électroménagers. Durant l'été, en revanche, cet effet est beaucoup plus notable (panel c.). En somme, cela ne devrait pas suffire à réduire les coûts pour le système électrique de manière importante parce que les infrastructures nécessaires pour répondre à la charge de pointe l'hiver seraient toujours nécessaires et parce que la demande annuelle demeure inchangée ici.

Figure 16 : Impact de la tarification dynamique sur les électroménagers pour le profil de charge dans la région du NPCC, données horaires, journée estivale (1^{er} juillet, panel a.) et journée hivernale (1^{er} janvier, panel b.)



La figure 17 montre l'impact du lissage de la consommation pour la recharge des véhicules électriques. Pour bien mesurer l'impact du lissage de la consommation liée à la recharge des voitures électriques, le nouveau profil de charge généré est comparé à celui où l'ensemble du secteur des transports est électrifié.

Figure 17 : Impact du lissage de la consommation pour la recharge des véhicules électriques sur le profil de charge du NPCC, données horaires, journée estivale (1^{er} juillet, panel a.) et journée hivernale (1^{er} janvier, panel b.)



Dans ce cas encore, le nouveau profil de charge a peu d'impact sur la demande de pointe en hiver. C'est dû au fait qu'une part de la consommation est prolongée jusqu'au matin, où la demande pour le chauffage est importante. Cette observation disparaîtrait si la stratégie permettait une plus forte concentration de la charge durant la nuit. Cette stratégie apparaît envisageable parce que les véhicules parcourent en moyenne 24 à 50 km par jour selon les paramétrisations du modèle de charge, ce qui peut facilement être rechargé entre quelques heures avec une borne de recharge.

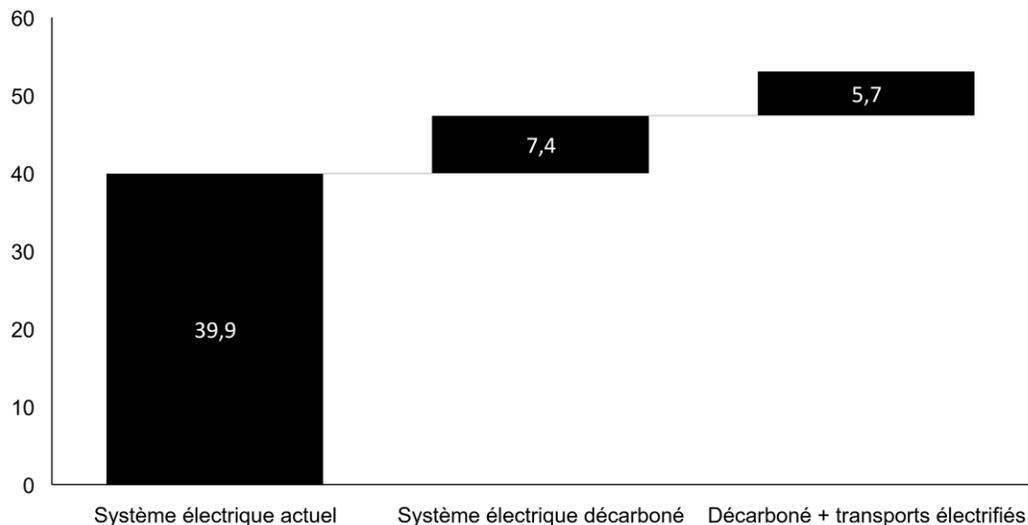
5.2. Résultats pour le modèle d'expansion de la capacité : impacts de l'électrification sur les coûts du système électrique du NPCC

La décarbonation de la demande d'énergie implique un coût supplémentaire au système électrique, puisqu'il faudra construire davantage d'éoliennes pour répondre à la nouvelle demande en électricité des voitures, par exemple. L'un des objectifs de ce mémoire est justement de mesurer l'impact de l'électrification de la demande d'énergie sur les coûts d'un système électrique décarboné. Pour mettre ces coûts en perspective, il est donc intéressant de statuer sur un coût de référence pour le système dans son état actuel. Il s'agit alors du coût annualisé des investissements pour répondre à la détérioration naturelle des infrastructures électriques actuelles et le coût d'opération de ces infrastructures. Il faut rappeler que les modèles d'expansion de la capacité comme celui utilisé dans le cadre de ce mémoire n'intègrent typiquement pas les coûts de transports intrarégionaux ou les coûts de distribution d'électricité.

Pour répondre à la demande de référence calculée par le modèle de consommation finale d'énergie (montré à la figure 9), le modèle d'expansion de la capacité estime qu'il en coûte 39,9 G USD annuellement. À ce coût s'ajoute maintenant celui de décarboner le système électrique. Il s'agit alors du coût annualisé en investissements dans les nouvelles infrastructures de production, de stockage et de transport d'électricité renouvelable, des investissements pour couvrir la dépréciation naturelle de ces infrastructures, ainsi que des coûts annualisés pour leur opération. Pour répondre à la même demande d'électricité de référence, un tel système électrique coûterait 47,4 G USD annuellement. C'est à partir de ce coût que l'impact de l'électrification de la demande d'énergie est calculé. Ainsi, chaque demande supplémentaire liée à l'électrification des transports, par exemple, implique un

coût supplémentaire au système qui correspond aux investissements supplémentaires pour répondre à une demande d'électricité augmentée. La figure 18 illustre cette séquence dans laquelle le *système électrique décarboné* devient le scénario de référence dans la démonstration des résultats de la présente section.

Figure 18 : Visualisation de l'exercice d'estimation des coûts de la décarbonation selon l'état du système électrique et de la demande d'électricité, en milliards de dollars annuels actualisés



En intégrant ensuite des simulations sur l'évolution de l'électrification des différents secteurs de l'économie, il devient possible de mesurer, par exemple, l'impact moyen qu'aura l'électrification d'un pourcent du parc automobile sur les investissements en infrastructures de transport, de stockage et de production d'électricité dans le NPCC. Cela permet du même coup d'évaluer le portfolio optimal d'infrastructure énergétique pour répondre à ces simulations à moindre coût.

Le tableau 6 résume les effets qu'auraient les différents déterminants de la demande d'électricité sur les coûts d'un système électrique décarboné. Ce tableau a pour objectif de montrer à quel point chaque composante de la demande d'électricité jouerait un rôle dans l'évolution de ces coûts. L'amélioration de l'efficacité énergétique permet d'atténuer ces coûts, surtout lorsque la demande d'énergie est électrifiée. Pour bien illustrer ces bénéfices, l'amélioration de l'efficacité énergétique est également simulée dans un monde où les

secteurs résidentiels et commerciaux sont déjà entièrement électrifiés, comme présentée à la figure 18.

Tableau 6 : Impacts marginaux de différentes composantes de la demande d'électricité sur les coûts annualisés d'un système électrique décarboné du NPCC

<i>Scénarios</i>	<i>Électrification actuelle</i>	<i>Électrification résidentielle et commerciale totale</i>
Composantes de la demande finale	Impact moyen d'une hausse de 1 % de la composante en millions de dollars annuels*	
Électrification résidentielle	361 [0,76]	—
Électrification commerciale	218 [0,46]	—
Électrification des transports	57 [0,12]	62 [0,04]
Efficacité énergétique résidentielle	-36 [-0,08]	-289 [-0,25]
Efficacité énergétique commerciale	-33 [-0,07]	-191 [-0,16]
Thermopompes universelles	-25 [-0,05]	-137 [-0,23]

* Les résultats présentés entre crochets montrent l'augmentation en pourcentage du coût pour le système électrique en proportion du coût du système décarboné.

Ce tableau montre donc le coût moyen de l'électrification des transports montré en exemple à la figure 18, entre autres. Électrifier entièrement ce secteur impliquerait des coûts supplémentaires annuels de l'ordre de 5,7 G USD pour le système, si bien que l'électrification d'un pourcent de ce secteur a un effet *moyen* de 57 M USD. De la même manière, électrifier 100% de la consommation énergétique des bâtiments résidentiels qui ne l'est pas déjà augmenterait donc de 36,1 G USD les coûts annuels d'un système électrique décarboné dans l'ensemble de la région du NPCC. En l'absence de restrictions sur l'installation de technologies productrices peu coûteuses, l'électrification d'un pourcent du parc résidentiel présentement alimenté aux énergies fossiles (mazout ou gaz naturel, par exemple) augmente d'environ 361 M USD (0,76 p.p.) le coût d'un système électrique décarboné en moyenne. D'un autre côté, l'amélioration d'un pourcent de l'efficacité énergétique des maisons dans leur niveau d'électrification actuel réduirait de 36 M USD (0,08 p.p.) le coût d'un tel système. Or, plus les bâtiments résidentiels sont électrifiés, plus l'efficacité énergétique a un effet grandissant sur la demande d'électricité.

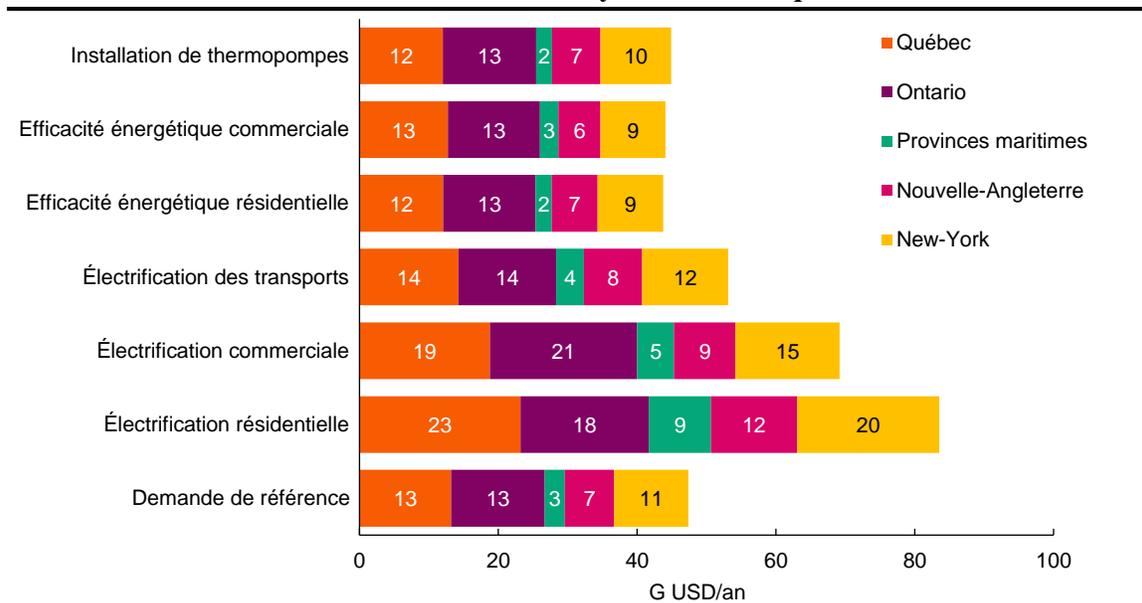
Cela dit, en comparant les chiffres du tableau 6 avec ceux du tableau 5.2, il est clair que l'augmentation de la demande d'électricité n'augmente pas les coûts de manière linéaire. Par exemple, électrifier à 100 % le secteur résidentiel augmenterait de 54 % la demande d'électricité dans le NPCC, alors qu'elle augmenterait de 76 % les coûts de son système électrique. Électrifier les transports à 100 % augmenterait la demande d'énergie de 14 % mais n'augmenterait les coûts du système que de 12 %. Les capacités de production d'un système électrique décarboné dépendent beaucoup de la pointe parce qu'elles doivent être suffisantes pour y répondre, même si cela fait que les capacités installées entraînent une surproduction de l'énergie produite sur l'ensemble de l'année. Étant donné la forte croissance de la pointe liée à l'électrification du secteur résidentiel (128 %) en rapport à l'électrification des transports (8 %) il est donc évident que la première aura un effet plus grand sur les coûts. Comme mentionné à la section 5.1.1 également, l'électrification n'a pas un impact linéaire sur la croissance de la pointe, ce qui offre une piste d'explication supplémentaire à la non-linéarité de la croissance des coûts liés à l'électrification.

Le principal résultat à retenir est que l'électrification des secteurs résidentiels et commerciaux augmenteront beaucoup plus les coûts du système électrique que ne le fera le secteur des transports. À ces résultats s'ajoute finalement l'impact de la tarification dynamique sur les coûts annualisés d'un système électrique décarboné. La tarification dynamique appliquée avec les niveaux actuels d'électrification réduirait ces coûts de 454 millions (-0,6 %). Dans l'éventualité d'une électrification complète du secteur des transports, cette stratégie les diminuerait de 168 millions (-0,2 %). Cela s'explique par le fait que la tarification dynamique est comparée à un scénario de lissage maximal de la recharge de voitures. Les travaux de Blaschke (2022) montrent qu'il est possible de concentrer davantage la consommation d'électricité liée à la recharge des voitures, mais cela demande d'utiliser un modèle de gestion de la demande qui dépasse les objectifs de ce mémoire.

5.2.1. Répartition régionale des coûts

Les coûts de l'électrification et de l'efficacité énergétique seront assumés de manière inégale par les différentes régions. La figure 19 montre comment les différentes composantes de la demande d'électricité impactent les coûts d'un système électrique décarboné selon les régions du NPCC. Dans cette figure, la somme des coûts régionaux associés à la demande de référence correspond aux 47,4 G USD qu'il coûterait annuellement au système électrique du NPCC pour le décarboner entièrement et répondre à cette demande. Ce coût est discuté plus tôt à la section 5.2 et illustré à la figure 18.

Figure 19 : Impacts marginaux de différentes composantes de la demande d'électricité sur les coûts annualisés d'un système électrique décarboné du NPCC



Note : *Demande de référence* montre les capacités en production et en stockage d'électricité renouvelable à installer dans le NPCC pour décarboner entièrement le système électrique tout en répondant à notre demande de référence (figure 9). *Électrification résidentielle*, *Électrification commerciale* et *Électrification des transports* fait le même exercice mais pour une demande d'électricité où chacun de ces secteurs est électrifié. *Efficacité résidentielle* montre les capacités à installer considérant une amélioration de 50 % de l'efficacité des bâtiments résidentiels. De la même manière, la ligne *Efficacité commerciale* montre l'amélioration de 50 % de l'efficacité des bâtiments commerciaux. La ligne *Thermopompes universelles* montre les capacités à installer pour une demande d'électricité correspondant à celle où 100 % des bâtiments résidentiels ont installé une thermopompe pour le chauffage des pièces. Ces demandes d'électricité correspondent à celles présentées dans le panel gauche de la figure 13.

Il est possible de remarquer que les provinces du Québec et de l'Ontario assument une part plus importante des coûts du système électrique lorsque les différents secteurs de l'économie ne sont pas électrifiés, et donc, lorsque la demande est plus faible. En revanche, la participation des régions de la Nouvelle-Angleterre, de New York et particulièrement

des provinces maritimes augmente rapidement avec la hausse de la demande d'électricité. Ce phénomène s'explique par le fait que le Québec et l'Ontario ont une demande d'électricité initiale plus importante, et donc, ont des capacités de production initiales plus importantes qui impliquent davantage de coûts en capital et en opération. Ensuite, il faut rappeler le Québec est la région qui montre la plus importante consommation d'électricité par le secteur industriel dans l'ensemble du NPCC et de loin (figure 2). Comme l'analyse ne se penche pas sur l'électrification de ce secteur, le Québec se trouve donc toujours à montrer une consommation d'électricité particulièrement importante, et donc, à montrer des coûts plus élevés pour son système électrique.

Il faut finalement rappeler qu'avec l'augmentation de la demande domestique d'électricité, le modèle trouve la distribution optimale des capacités de production et de transport entre les différentes régions en permettant les exportations et les importations d'électricité de manière à minimiser les coûts. C'est ce qui explique pourquoi l'augmentation des coûts domestiques n'est pas linéaire avec l'augmentation de la demande domestique montrée au tableau 5.

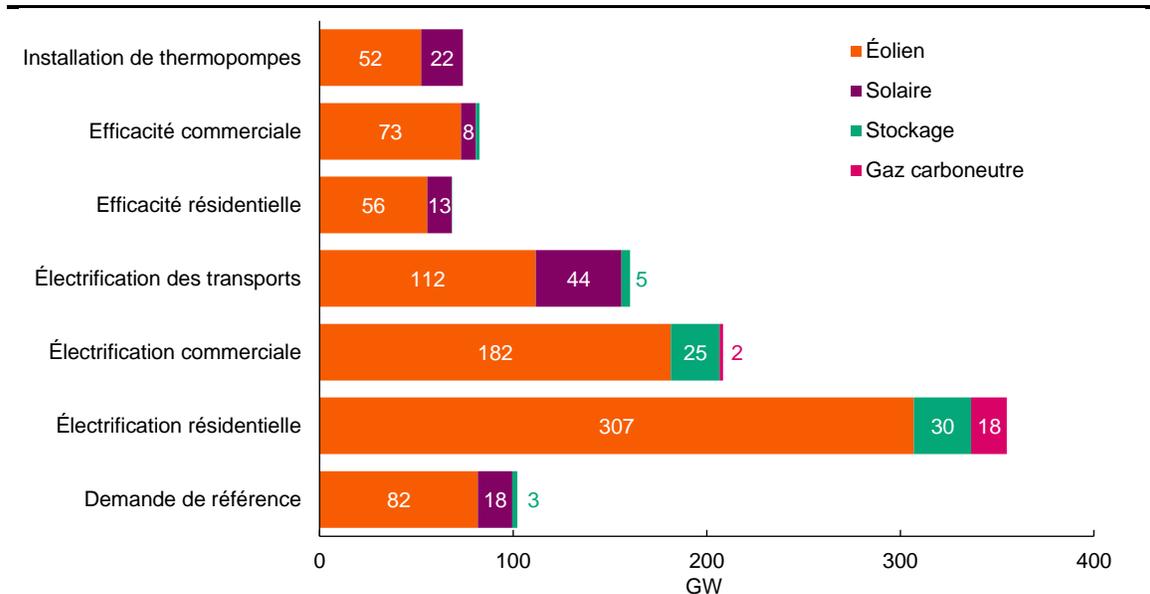
5.2.2. Implications sur les besoins en nouvelles capacités de production

La figure 20 montre comment nos différentes simulations de la demande affectent les capacités de production et de stockage d'électricité renouvelable à installer dans la région du NPCC. L'Annexe D présente le détail régional de ces simulations. Pour mettre ces chiffres en contexte, la capacité totale de production d'électricité éolienne aux États-Unis en entier était d'environ 146 GW, dont seulement 4 GW se situaient à New York et en Nouvelle-Angleterre au premier trimestre de 2023 (U.S. Department of Energy, 2023).

Les investissements nécessaires pour construire ces installations constituent une part importante des coûts de décarbonation du système électrique. L'arbitrage entre les technologies à installer dans chacune des régions dépend largement de leur coût en capital ou leur coût d'opération (voir Annexe B), et cet arbitrage pointe généralement vers l'éolien et le solaire. Il faut noter que le coût de cette technologie n'augmente pas avec les besoins pour cette technologie dans le modèle d'expansion de la capacité. Ainsi, le 100^e GW de capacité éolienne installé est aussi peu coûteux que le premier dans le modèle. Il est

probable que les difficultés d’approvisionnement liées à une demande importante et synchronisée pour les éoliennes dans le NPCC feront que cette hypothèse ne tiendra pas en réalité.

Figure 20 : Nouvelles capacités de production et de stockage d’électricité renouvelable à installer dans un système électrique décarboné du NPCC selon différents profils de demande



Le modèle montre que plus la demande d’électricité augmente, plus les régions ont recours à des technologies plus coûteuses qui permettent de gérer plus efficacement la très forte augmentation des charges de pointe. C’est pourquoi les simulations visant à répondre à des demandes d’électricité où les secteurs commerciaux et résidentiels sont électrifiés suggèrent d’installer des capacités de stockage et de gaz carboneutre. Dans tous les cas, les régions n’ont pas recours à l’hydroélectricité vu le coût en capital trop important de cette technologie (Annexe B).

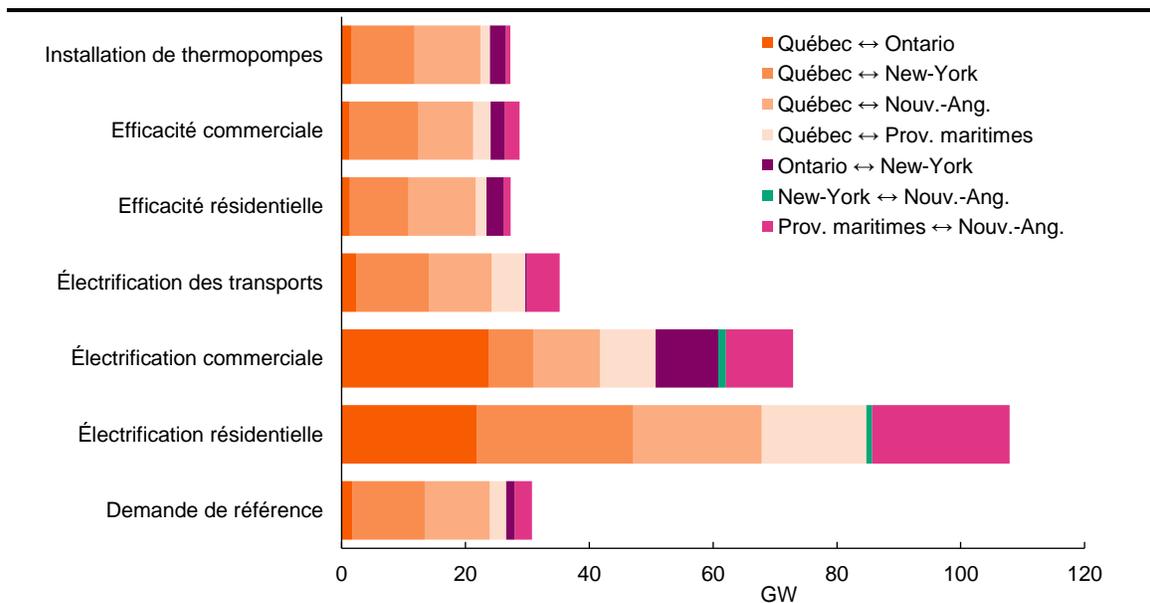
En plus de compter sur les capacités de stockage des installations hydroélectriques existantes, ces installations plus coûteuses (stockage et gaz carboneutre) permettent de transférer le surplus d’énergie produit par les éoliennes et les panneaux photovoltaïques dans des périodes où la charge est plus importante. Dans ces cas, certaines régions du NPCC devront également miser sur de nouvelles capacités de transport d’électricité pour répondre, à moindre coût, à une forte augmentation de la demande locale. Ces nouvelles lignes de transport permettraient à des régions qui présentent, du fait de leur climat, plus

de potentiel éolien ou solaire, d'en faire bénéficier d'autres régions en période de pointe. Cela dérive aussi les investissements en capacité de production vers des juridictions où les coûts fixes sont moins importants. Les travaux de Rodríguez-Sarasty et al. (2021) ont d'ailleurs montré que le degré d'intégration des échanges d'électricité entre les juridictions du NPCC est inversement lié au coût d'un système électrique décarboné.

5.2.3. Implications sur les besoins en nouvelles capacités de transport

La figure 21 montre comment nos différentes simulations de la demande impactent les capacités de transport d'électricité à installer entre les différentes régions du NPCC. Il faut se rappeler à la lecture de ce tableau qu'aucune limite n'est imposée sur les nouvelles capacités de production d'électricité pouvant être installées dans une région. Imposer de telles limites entraînerait assurément certaines régions à dépendre plus fortement de la production de leurs voisins pour répondre à leur demande locale.

Figure 21 : Capacités de transport d'électricité renouvelable nécessaires dans système électrique décarboné du NPCC selon différents profils de demande



Note : Les profils de demande présentés ici sont décrits dans la note de la Figure 19.

Pour répondre à la demande actuelle d'électricité, le modèle estime qu'un système électrique décarboné devrait installer 8,4 GW en nouvelles capacités de transport. Pour mettre ce chiffre en perspective, les capacités actuellement installées sont de 22,4 GW. Le modèle estime que 86 % de ces capacités devraient, à terme, passer par le Québec. La

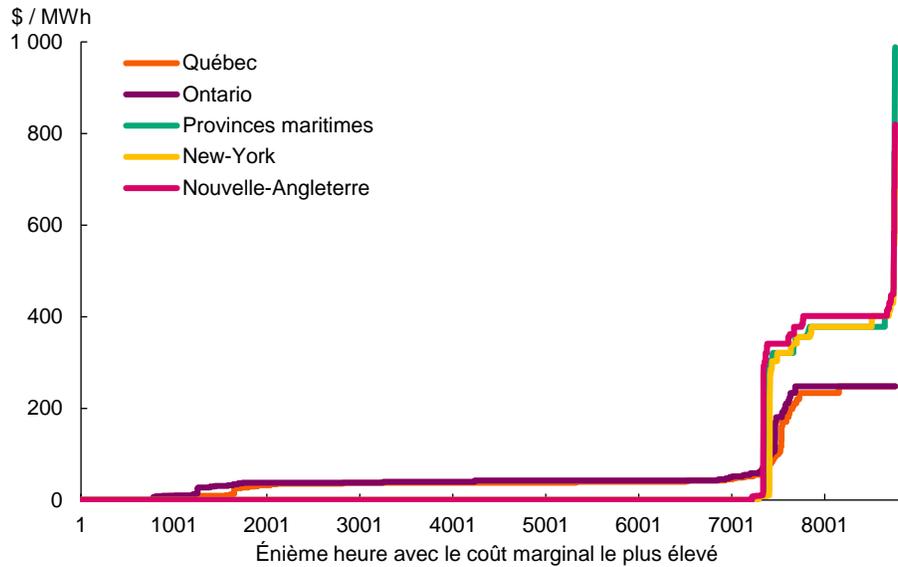
position géographique du Québec et le fait que la région a les plus grandes capacités actuelles de transport d'électricité transigeant sur son territoire (Mitjana et al., 2023) sont les principaux facteurs expliquant cette concentration apparente des installations de nouvelles lignes de transport d'électricité.

Parce que le Québec est la seule région du NPCC qui partage sa frontière avec toutes les autres régions, le commerce interrégional d'électricité, comme celui entre New York et les provinces, doit souvent passer par cette région. Tous les États qui produisent davantage d'électricité qu'il n'en consomme dans une heure donnée, si elles ne peuvent la stocker, doivent être capables de l'exporter pour amoindrir les coûts de ce qui serait autrement une installation trop importante de nouvelles capacités de production dans le système électrique intégré du NPCC. Cela encourage d'autant plus l'installation de lignes de transport passant par la région centrale du Québec.

5.2.4. Implications sur le coût marginal du système électrique : construction de courbes d'offre d'électricité pour les régions du NPCC

Comme mentionné plus tôt, les modèles d'expansion de la capacité comme celui utilisé ici sont construits pour minimiser chaque heure la valeur actualisée du coût du système électrique pour répondre à une demande exogène. Cet exercice est fait dans chacune des régions du modèle et le coût minimisé est représenté par l'aire A de la figure 4. Pour la demande de chaque région à chaque heure, le modèle produit donc une estimation du coût marginal pour le système électrique de cette région. Ces coûts marginaux ne sont pas systématiquement croissants avec la demande d'électricité, parce qu'à plusieurs instances d'une augmentation de la demande d'électricité, le modèle peut suggérer qu'une région importe cette demande supplémentaire à une autre région du NPCC à moindre coût au lieu d'investir elle-même pour augmenter sa capacité de production. Pour construire une courbe d'offre en apparence similaire à celle présentée à la figure 4, il faut donc classer les coûts marginaux de chaque heure de l'année en ordre croissant. La figure 22 illustre cette courbe pour chacune des régions du NPCC dans un monde où les secteurs résidentiels et commerciaux sont entièrement électrifiés. Cette figure montre bien comment les coûts pour le système électrique ne sont pas linéaires.

Figure 22 : Courbes de coût marginal horaire du système électrique selon les régions du NPCC où les secteurs résidentiels, commerciaux et des transports sont entièrement électrifiés



Il y a environ 1 500 heures dans l'année (environ deux mois) pour laquelle une hausse de la demande horaire augmente de manière importante le coût pour le système électrique. Comme mentionné plus tôt, l'électrification n'a pas un effet linéaire sur la croissance de la pointe, et à un certain moment, elle est suffisante pour que les pointes de toutes les régions du NPCC se synchronisent dans les mois d'hiver (Annexe C). Dans ces cas, une augmentation de la pointe hivernale dans une région ne peut plus être comblée par une hausse des importations d'électricité d'une autre région, car cette autre région expérimente fort probablement elle aussi une forte demande au même moment. Ces heures pour lesquelles les coûts marginaux augmentent rapidement s'expliquent par le fait que les régions doivent désormais répondre à la croissance de la demande horaire domestique par de nouvelles capacités de production domestiques, ce qui est plus coûteux que d'augmenter les capacités de transport d'électricité (Annexe B).

6. Conclusion

Le remplacement des énergies fossiles pour la production d'électricité dans les régions du NPCC demandera de construire massivement de nouvelles capacités de production d'énergie renouvelable. Les objectifs climatiques que ces régions se sont fixés leur demanderont aussi d'électrifier leur consommation d'énergie, ce qui ajoute une pression supplémentaire sur le système électrique existant alors qu'une part importante de l'énergie qui y est consommée vient toujours aujourd'hui de sources fossiles. Pour mesurer adéquatement les investissements que cette transition énergétique demandera, il est essentiel de comprendre comment la demande d'électricité se transformera à mesure que ces économies s'électrifient.

Le présent mémoire évalue d'abord comment la demande d'électricité se transformera et à quel point elle augmentera avec l'électrification des économies du NPCC. Ils estiment ensuite les coûts totaux que représentera l'installation de nouvelles capacités de production, de stockage et de transport d'électricité pour répondre à cette demande. Un modèle de consommation finale d'énergie permet de mesurer l'électrification des secteurs résidentiels, commerciaux et des transports auront pour effet d'augmenter la charge de pointe 128 % 135 % et 8 % respectivement. L'électrification des deux premiers secteurs aura pour effet de transférer cette pointe de l'été vers l'hiver dans les régions de l'Ontario, de la Nouvelle-Angleterre et de New York, faisant que chacune des régions du NPCC expérimente leur charge de pointe à l'hiver. L'électrification des secteurs résidentiels, commerciaux et des transports aura également pour effet d'augmenter la demande d'énergie de 54 %, 29 % et 14 % respectivement, pour un effet combiné de 97 %. Ces résultats sont cohérents avec ceux retrouvés dans la littérature. Les simulations réalisées avec ce modèle montrent sans surprise que les mesures d'efficacité énergétique ont davantage d'impact pour réduire la demande d'électricité lorsque la demande d'énergie est électrifiée.

Un modèle d'expansion de la capacité estime ensuite les besoins en nouvelle capacité de production, stockage et transport d'électricité pour décarboner les capacités installées de production d'électricité, puis pour répondre aux demandes simulées par le modèle de

consommation finale d'énergie. Ce modèle estime à 47,4 G USD les coûts annualisés en capital et en opération pour qu'un système électrique décarboné réponde à la demande récente. L'électrification des secteurs résidentiels, commerciaux et des transports aurait pour effet d'augmenter ces coûts de 36,1 G USD, 21,8 G USD et 5,7 G USD respectivement. Les capacités de production à installer seraient largement concentrées vers l'éolien vu son faible coût en capital dans le modèle, alors qu'une croissance importante de la demande oriente les infrastructures vers des technologies plus coûteuses. Seule l'électrification des secteurs résidentiels et commerciaux, par exemple, demande de nouvelles capacités de production d'électricité à l'aide de gaz carboneutre, une technologie très coûteuse en comparaison. Enfin, la position géographique stratégique du Québec demande que beaucoup des nouvelles capacités en transport d'électricité transigent par cette région pour bénéficier des avantages du commerce d'électricité au sein du NPCC.

Bibliographie

- Amiri, A., Ottelin, J., & Sorvari, J. (2019). Are LEED-certified buildings energy-efficient in practice? *Sustainability*, *11*(6), 1672.
- Bataille, C., Sawyer, D., & Melton, N. (2015). Pathways to deep decarbonization in Canada. *SDSN - IDDRI*.
- Bistline, J. E., 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.
- Blaschke, M. J. (2022). Dynamic pricing of electricity: Enabling demand response in domestic households. *Energy policy*, *164*, 112878.
- Boßmann, T., & Staffell, I. (2015). The shape of future electricity demand: Exploring load curves in 2050s Germany and Britain. *Energy*, *90*, 1317-1333.
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.06.082>
- Bouchet, C., Pineau, P.-O. (2022). *State of Energy in Northeastern North America*.
<https://energie.hec.ca/state-of-energy-nea/>
- Brinkman, G., Bain, D., Buster, G., Draxl, C., Das, P., Ho, J., & Ibanez, E. (2021). The North American Renewable Integration Study: A Canadian Perspective. *NREL*, *NREL/TP-6A20-79225*. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/79225.pdf>
- Commission canadienne de sûreté nucléaire. (2023). *Centrales nucléaires*.
<https://www.cnsccsn.gc.ca/fra/reactors/power-plants/index.cfm>
- Dutta, G., & Mitra, K. (2017). A literature review on dynamic pricing of electricity. *Journal of the Operational Research Society*, *68*(10), 1131-1145.
- E. Larson, C. G., J. Jenkins, E. Mayfield, A. Pascale, C. Zhang, J. Drossman, R. Williams, S. Pacala, R. Socolow, EJ Baik, R. Birdsey, R. Duke, R. Jones, B. Haley, E. Leslie, K., & Paustian, a. A. S. (2021). *Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts, Final report*.
<https://www.dropbox.com/s/ptp92f65lgds5n2/Princeton%20NZA%20FINAL%20REPORT%20%2829Oct2021%29.pdf?dl=0>
- EIA. (2013). *Residential Energy Consumption Survey (RECS) End-Use Models FAQs*.
<https://www.eia.gov/consumption/residential/methodology/2009/pdf/faqs-enduse-models022013.pdf>
- EIA. (2022). *2018 Commercial Building Energy Consumption Survey (CBECS) Data Tableaux B10, E5 et E10*.
<https://www.eia.gov/consumption/commercial/data/2018/index.php?view=consumption>

- EIA. (2023a). *2020 Residential Energy Consumption Survey (RECS) Data Tableaux HC2.7, CE3.1.ST, CE4.2, CE5.1a, CE5.1b, CE5.1.ST, CE6.7 et Highlights for square footage in U.S. homes by state.*
<https://www.eia.gov/consumption/residential/data/2020/index.php?view=characteristics>
- EIA. (2023b). *First new U.S. nuclear reactor since 2016 is now in operation.*
<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=57280#:~:text=Most%20U.S.%20nuclear%20reactors%20were,reactor%20came%20online%20in%202016.>
- EIA. (2023c). *State Energy Data System (SEDS) Tableaux C5, C6, C7 et C8.*
<https://www.eia.gov/state/seds/seds-data-complete.php?sid=NY#Consumption>
- Environnement Canada. (2023). *Conditions météorologiques et climatiques passées.*
https://climat.meteo.gc.ca/historical_data/search_historic_data_f.html
- EPRI. (2011). *Translating Energy Efficiency into CO2 Emissions Reduction: A Modeling Approach.*
- EPRI. (2020). *US-REGEN Model Documentation.*
<https://www.epri.com/research/products/3002016601>
- EPRI. (2023). *End Use Load Shapes.* <https://loadshape.epri.com/enduse>
- Faruqui, A., Hledik, R., Palmer, J., Project, R. A., & Group, B. (2012). *Time-varying and Dynamic Rate Design.* Regulatory Assistance Project.
<https://books.google.ca/books?id=BfcirgEACAAJ>
- Faruqui, A., & Sergici, S. (2013). *Arcturus: International Evidence on Dynamic Pricing.* *The Electricity Journal*, 26(7), 55-65. <https://doi.org/10.1016/j.tej.2013.07.007>
- Federal Highway Administration. (2022). *Annual vehicle distance traveled in miles and related data – 2020 by highway category and vehicle type.*
<https://www.fhwa.dot.gov/policyinformation/statistics/2020/pdf/vml.pdf>
- FRED. (2023a). *Resident population in New York.* In.
- FRED. (2023b). *Resident population in the New England Census Division.* In.
- Garberson, A. (2023). *Winter & Cold Weather EV Range 10,000+ Cars.*
<https://www.recurrentauto.com/research/winter-ev-range-loss>
- GIEC. (2014). *Climate Change 2014 - Synthesis Report.*
https://archive.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf
- Gouvernement du Canada. (2023). *La carboneutralité d'ici 2050.*
<https://www.canada.ca/fr/services/environnement/meteo/changementsclimatiques/plan-climatique/carboneutralite-2050.html>

- Government of Ontario. (2015). *Ontario's climate change strategy*.
- Hydro-Québec. (2023). *Historique des données de production et de consommation d'électricité au Québec*. <https://www.hydroquebec.com/documents-donnees/donnees-ouvertes/historique-production-consommation/>
- I2AM PARIS. (2023). *The North American TIMES Energy Model (NATEM)*. https://www.i2am-paris.eu/detailed_model_doc/natem
- IBM. (2023). *What is overfitting?* <https://www.ibm.com/topics/overfitting>
- IEA. (2022). *Renewables Data Explorer*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewables-data-explorer>
- Ifland, M., Exner, N., Döring, N., & Westermann, D. (2012). Influencing domestic customers' market behavior with time flexible tariffs. 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting,
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report*.
- IRENA. (2023). *World Energy Transitions Outlook 2023*. <https://www.irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2023>
- Ismay, D., Miller, B., Hong-Hanh, C., Miziolek, C., Walsh, M., Edington, A., Hanson, L., Perry, D., & Laurent, C. (2020). Massachusetts 2050 decarbonization roadmap. *Executive Office of Energy and Environmental Affairs*. <https://www.mass.gov/doc/ma-2050-decarbonization-roadmap/download>
- ISO New England. (2023). Energy, Load, and Demand Report. In f. N. England (Ed.).
- ISO NEWSWIRE. (2022). *The New England states' frameworks for reducing greenhouse gas emissions and increasing renewable energy continue to evolve*. <https://isonewswire.com/2022/02/25/the-new-england-states-frameworks-for-reducing-greenhouse-gas-emissions-and-increasing-renewable-energy-continue-to-evolve/>
- Itron. (2019). *New York ISO Climate Change Impact Study, Phase 1: Long-Term Load Impact*.
- Lueken, R., Newell, S. A., Weiss, J., Moraski, J., & Ross, S. (2020). New York's Evolution to a Zero Emission Power System. *The Brattle Group*.
- Mitjana, F., Denault, M., & Pineau, P.-O. (2023). Power decarbonization in Northeastern North America: lessons from a multistage stochastic model.
- Nakata, T. (2004). Energy-economic models and the environment. *Progress in energy and combustion science*, 30(4), 417-475.
- National Oceanic and Atmospheric Administration. (2023). *National Weather Service*. <https://www.weather.gov/wrh/climate>

- New York ISO. (2023). Load Data - Integrated Real-Time Actual. In C. Report (Ed.).
- New York State Climate Action Council. (2022). *New York State Climate Action Council Scoping Plan*. <https://climate.ny.gov/resources/scoping-plan/>
- NPCC. (2023). *About NPCC*. <https://www.npcc.org/about>
- NREL. (2023). *North American Renewable Integration Study*. <https://www.nrel.gov/analysis/naris.html>
- Ontario IESO. (2023). Ontario and Market Demand. In H. Report (Ed.).
- Pineau, P. O., Caron-Perigny, P. O., Tarel, G. J., Borelle, A., & Pollux, L. (2022). Aggregate load profile and decarbonization: Impacts of actionable demand drivers in New York. *Energy Strategy Reviews*, 42. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100868>
- Poirier, M., Vaillancourt, K., & Joly, E. (2019). *Trajectoires de réduction d'émissions de GES du Québec – Horizons 2030 et 2050*. <https://www.environnement.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/trajectoires-emissions-ges.pdf>
- Prina, M. G., Manzolini, G., Moser, D., Nastasi, B., & Sparber, W. (2020). Classification and challenges of bottom-up energy system models-A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 129, 109917.
- Ressources naturelles Canada. (2023a). *Achat d'un véhicule électrique*. <https://ressources-naturelles.canada.ca/efficacite-energetique/efficacite-energetique-transport-carburants-remplacement/vehicules-personnels/choisir-bon-vehicule/achat-dun-vehicule-electrique/21035>
- Ressources naturelles Canada. (2023b). *Base de données complète sur la consommation d'énergie, Tableau 1*.
- Ressources naturelles Canada. (2023c). *Base de données complète sur la consommation d'énergie, Tableaux 2, 8, 21 et 28*. https://oee.rncan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/tableaux-complets/liste.cfm?fbclid=IwAR1QEPV_uXIdV3IkP4CkRINFFDbuaDcbHZES9v12mwMI0pvs6ZxRwhhCF-o
- Ressources naturelles Canada. (2023d). *Base de données complète sur la consommation d'énergie, Tableaux 2, 18, 24 et 26*.
- Ressources naturelles Canada. (2023e). *Base de données complète sur la consommation d'énergie, Tableaux 21 et 37*.
- Rhodes, E., Craig, K., Hoyle, A., & McPherson, M. (2021). How Do Energy-Economy Models Compare? A Survey of Model Developers and Users in Canada. *Sustainability*, 13(11), 5789.

- Rivers, N., & Jaccard, M. (2006). Useful models for simulating policies to induce technological change. *Energy policy*, 34(15), 2038-2047.
- Rodríguez-Sarasty, J. A., Debia, S., & Pineau, P.-O. (2021). Deep decarbonization in Northeastern North America: The value of electricity market integration and hydropower. *Energy policy*, 152, 112210.
- Statistique Canada. (2023a). *Disponibilité et écoulement d'énergie primaire et secondaire, tableau 25-10-0029-01*.
- Statistique Canada. (2023b). *Estimations de la population, tableau 17-10-0009-01*.
- Statistique Canada. (2023c). *Immatriculations de véhicules, par type de véhicule et type de carburant, tableau 23-10-0308-01*.
- Sun, Y., Jadun, P., Nelson, B., Muratori, M., Murphy, C., Logan, J., & Mai, T. (2020). *Electrification futures study: methodological approaches for assessing long-term power system impacts of end-use electrification*.
- Swan, L. G., & Ugursal, V. I. (2009). Modeling of end-use energy consumption in the residential sector: A review of modeling techniques. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(8), 1819-1835.
- Tarroja, B., Chiang, F., AghaKouchak, A., Samuelson, S., Raghavan, S. V., Wei, M., Sun, K., & Hong, T. (2018). Translating climate change and heating system electrification impacts on building energy use to future greenhouse gas emissions and electric grid capacity requirements in California. *Applied Energy*, 225, 522-534. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.003>
- U.S. Department of Energy. (2023a). *Alternative Fuels Data Center*. <https://afdc.energy.gov/evi-pro-lite>
- U.S. Department of Energy. (2023b). *U.S. Installed and Potential Wind Power Capacity and Generation*. <https://windexchange.energy.gov/maps-data/321>
- U.S. Department of Energy., e. U. S. E. P. A. (2023). *Fuel economy*. <https://www.fueleconomy.gov/feg/index.shtml>
- Unitated States Green Building Council. (2021). *What is LEED certification?* Retrieved 8 août 2023 from <https://support.usgbc.org/hc/en-us/articles/4404406912403-What-is-LEED-certification->
- Vaillancourt, K., Bahn, O., Frenette, E., & Sigvaldason, O. (2017). Exploring deep decarbonization pathways to 2050 for Canada using an optimization energy model framework. *Applied Energy*, 195, 774-785.
- Waite, M., & Modi, V. (2020). Electricity load implications of space heating decarbonization pathways. *Joule*, 4(2), 376-394.

Annexe A

Le tableau A présente les sources des données du modèle de consommation finale d'énergie pour les paramètres montrés aux tableaux 2 et 3 du mémoire. Les données pour ces paramètres sont toutes publiées sur une base annuelle. Pour les régions canadiennes, les tableaux cités de la Base de données complète sur la consommation d'énergie sont utilisés pour le Québec, l'Ontario et les provinces maritimes.

Tableau A : Sources utilisées pour les paramètres du modèle de consommation finale d'énergie

Paramètre	Régions canadiennes	Nouvelle-Angleterre	New York
Nombre d'habitants	Statistique Canada, Tableau 17-10-0009-01	FRED, Resident population in the New England Census Division	FRED, Resident population in New York
<i>Secteur résidentiel</i>			
Surface du parc de bâtiments résidentiels	Ressources naturelles Canada, <i>Base de données complète sur la consommation d'énergie</i> , Secteur résidentiel, Tableau 2	EIA, <i>2020 Residential Energy Consumption Survey (RECS)</i> , Tableau HC2.7	EIA, <i>2020 Residential Energy Consumption Survey (RECS)</i> , Highlights for square footage in U.S. homes by state, 2020
Intensité énergétique du chauffage électrique	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 2	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau CE4.2	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau CE3.1.ST

Proportion du parc chauffé à l'électricité	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 21	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableaux CE5.1a et CE5.1b	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau CE5.1.ST
Intensité énergétique du chauffage à la thermopompe	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 8	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableaux CE5.1a et CE5.1b	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableaux CE5.1a, CE5.1b et CE3.1.ST
Proportion du parc chauffé à la thermopompe	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 21	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau CE6.7	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau CE6.7
Intensité énergétique de la climatisation	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 2	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau CE4.2	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau CE3.1.ST
Intensité énergétique du chauffage de l'eau	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 2	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau CE4.2	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau CE3.1.ST
Proportion du parc chauffant l'eau à l'électricité	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 28	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableaux CE5.1a et CE5.1b	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau CE5.1.ST
Intensité énergétique de la consommation d'électricité pour d'autres utilisations finales	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 2	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableaux CE5.1a et CE5.1b	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau CE5.1.ST

Secteur commercial

Surface du parc de bâtiments commerciaux	Ressources naturelles Canada, <i>Base de données complète sur la consommation d'énergie</i> , Secteur commercial, Tableau 2	EIA, <i>2018 Commercial Buildings Energy Consumption Survey (CBECS)</i> , Tableau B10	EIA, <i>2018 Commercial Buildings Energy Consumption Survey (CBECS)</i> , Tableau B10
Intensité énergétique du chauffage électrique	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 2	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E10	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E10
Proportion du parc chauffé à l'électricité	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 24	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E5	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E5
Intensité énergétique de la climatisation	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 2	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E10	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E10
Proportion du parc où la climatisation est électrifiée	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 18	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E5	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E5
Intensité énergétique du chauffage de l'eau	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 2	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E10	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E10
Proportion du parc chauffant l'eau à l'électricité	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 26	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E5	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E5
Intensité énergétique de la consommation d'électricité pour d'autres utilisations finales	Ressources naturelles Canada, <i>Op. cit.</i> , Tableau 2	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E5	EIA, <i>Op. cit.</i> , Tableau E5

Secteur des transports

Nombre de voitures électriques en circulation	Statistique Canada, tableau 23-10-0308-01	U.S. Department of Energy, <i>Alternative Fuels Data Center</i> , TransAtlas	U.S. Department of Energy, <i>Alternative Fuels Data Center</i> , TransAtlas
Kilomètres parcourus annuellement en moyenne	Ressources naturelles Canada, <i>Base de données complète sur la consommation d'énergie</i> , Secteur des transports, Tableaux 21 et 37	Federal Highway Administration, <i>Annual vehicle distance traveled in miles and related data – 2020 by highway category and vehicle type</i>	Federal Highway Administration, <i>Annual vehicle distance traveled in miles and related data – 2020 by highway category and vehicle type</i>
Consommation énergétique de véhicules de référence	U.S. Department of Energy et U.S. Environmental Protection Agency, www.fueleconomy.gov	U.S. Department of Energy et U.S. Environmental Protection Agency, www.fueleconomy.org	U.S. Department of Energy et U.S. Environmental Protection Agency, www.fueleconomy.org

Secteur industriel

Consommation totale d'électricité	Ressources naturelles Canada, <i>Base de données complète sur la consommation d'énergie</i> , Secteur industriel, Tableau 1	EIA, <i>State Energy Data System (SEDS)</i> , Industrial Sector Energy Consumption Estimates	EIA, <i>State Energy Data System (SEDS)</i> , Industrial Sector Energy Consumption Estimates
-----------------------------------	---	--	--

Des données sur le nombre de voitures, VUS et camions à essence en circulation ont également été récoltées pour les intégrer au modèle en vue d'analyser les impacts de l'électrification du secteur des transports. Ces données viennent de sources déjà mentionnées dans le tableau A, à savoir Statistique Canada (tableau 23-10-0308-01) pour les régions canadiennes et la Federal Highway Administration pour les régions américaines.

Annexe B

Le tableau B.1 présente les hypothèses de coûts pour les différentes technologies de production d'électricité du modèle d'expansion de la capacité. Le tableau B.2, lui, montre les coûts et les distances des lignes de transport d'électricité entre les différentes régions du NPCC. Plus de détail sur les capacités initiales du modèle est donné à l'annexe C.1 de Mitjana et al. (2023).

Tableau B.1 : Coûts en capital et en opération des différentes technologies de production et de stockage d'électricité dans le modèle d'expansion de la capacité

Technologie	Type	Durée de vie	Émissions	Coûts			
				<i>Sous-catégories et unités</i>	<i>Années</i>	<i>(T/MWh)</i>	<i>Capital (k\$/MW)</i>
Gaz naturel carboneutre	CCGT	25	0,338	1 053	27	1,74	19,08
Nucléaire		40	-	7 388	145	2,00	7,09
Éolien	Sur terre	25	-	1 436	43	-	-
	Côtier	25	-	3 884	121	-	-
Solaire		25	-	1 391	23	-	-
Hydro- électrique	Capacités initiales	75	-	1 900	135	-	-
	Nouvelles capacités	75	-	7 864	135	-	-
Stockage	Électrique	10	-	1 434	36	-	-
	Pompé	10	-	7 864	135	-	-

Note : Les coûts (\$) sont exprimés en dollars américains (USD). *CCGT* signifie *combined cycle gas turbine*, une technologie de production d'électricité par gaz naturel. Cette technologie peut être carburée avec un gaz ayant des caractéristiques de carbo-neutralité moyennant un coût de carburant élevé. Ce gaz représente soit un gaz naturel renouvelable ou un gaz de source fossile permettant la capture et la séquestration du carbone.

Tableau B.2 : Coûts des lignes de transport d'électricité entre régions du NPCC dans le modèle d'expansion de la capacité

Interconnexion	Coût par MW annualisé <i>(k\$/MW-année)</i>	Durée de vie <i>(années)</i>
Québec-Ontario	410	80
Québec – Provinces maritimes	498	80
Québec – New York	418	80
Québec – Nouvelle-Angleterre	378	80
Ontario – New York	424	80
Provinces maritimes – Nouvelle-Angleterre	456	80
New York – Nouvelle-Angleterre	348	80

Note : Les coûts (\$) sont exprimés en dollars américains (USD). Une perte de transmission uniforme de 5,8% est assumée pour chacune des interconnexions.

Annexe C

Figure C.1 : Impact de l'électrification du secteur résidentiel par région, charge quotidienne moyenne en GW

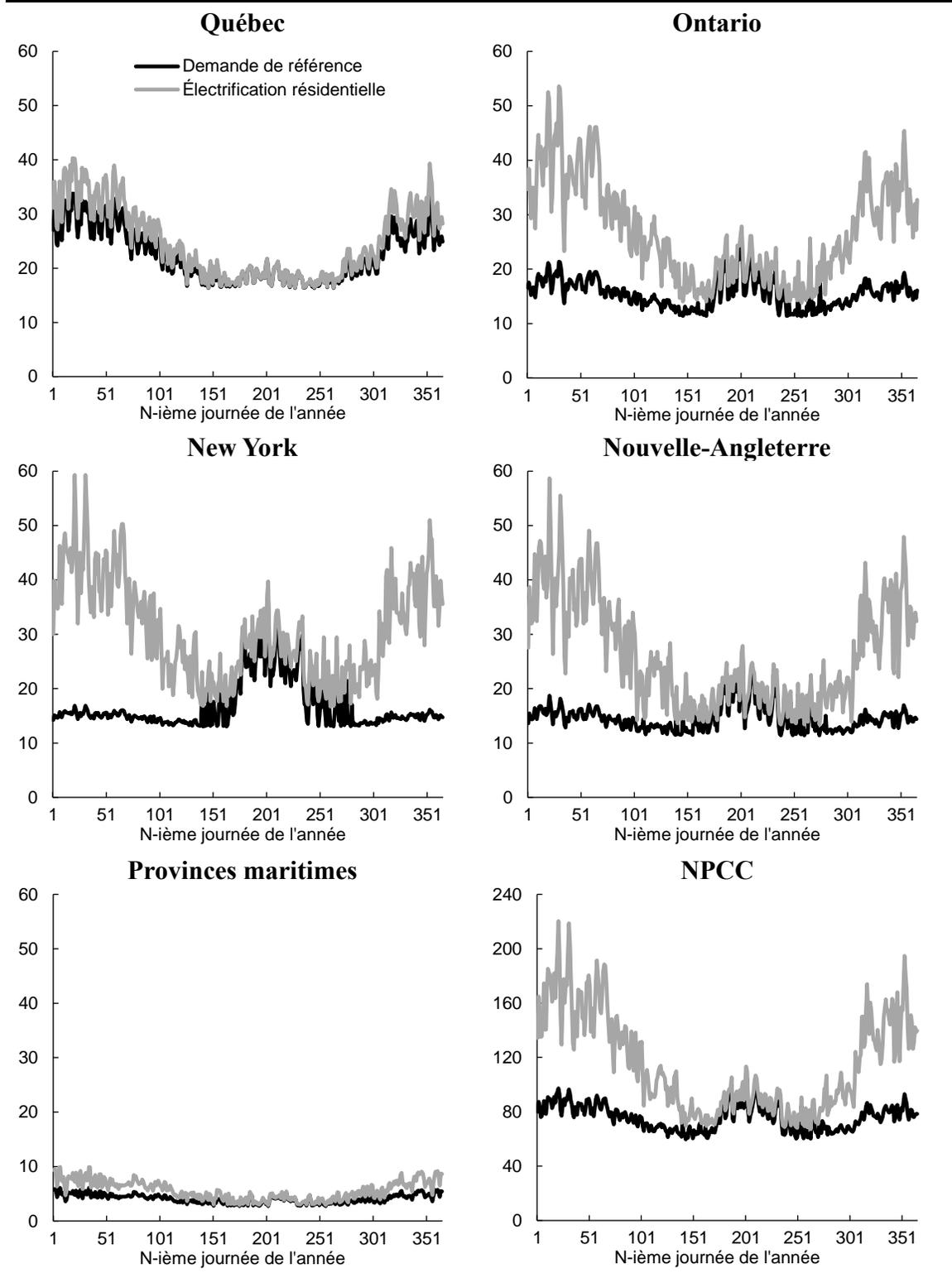


Figure C.2 : Impact de l'électrification du secteur commercial par région, charge quotidienne moyenne en GW

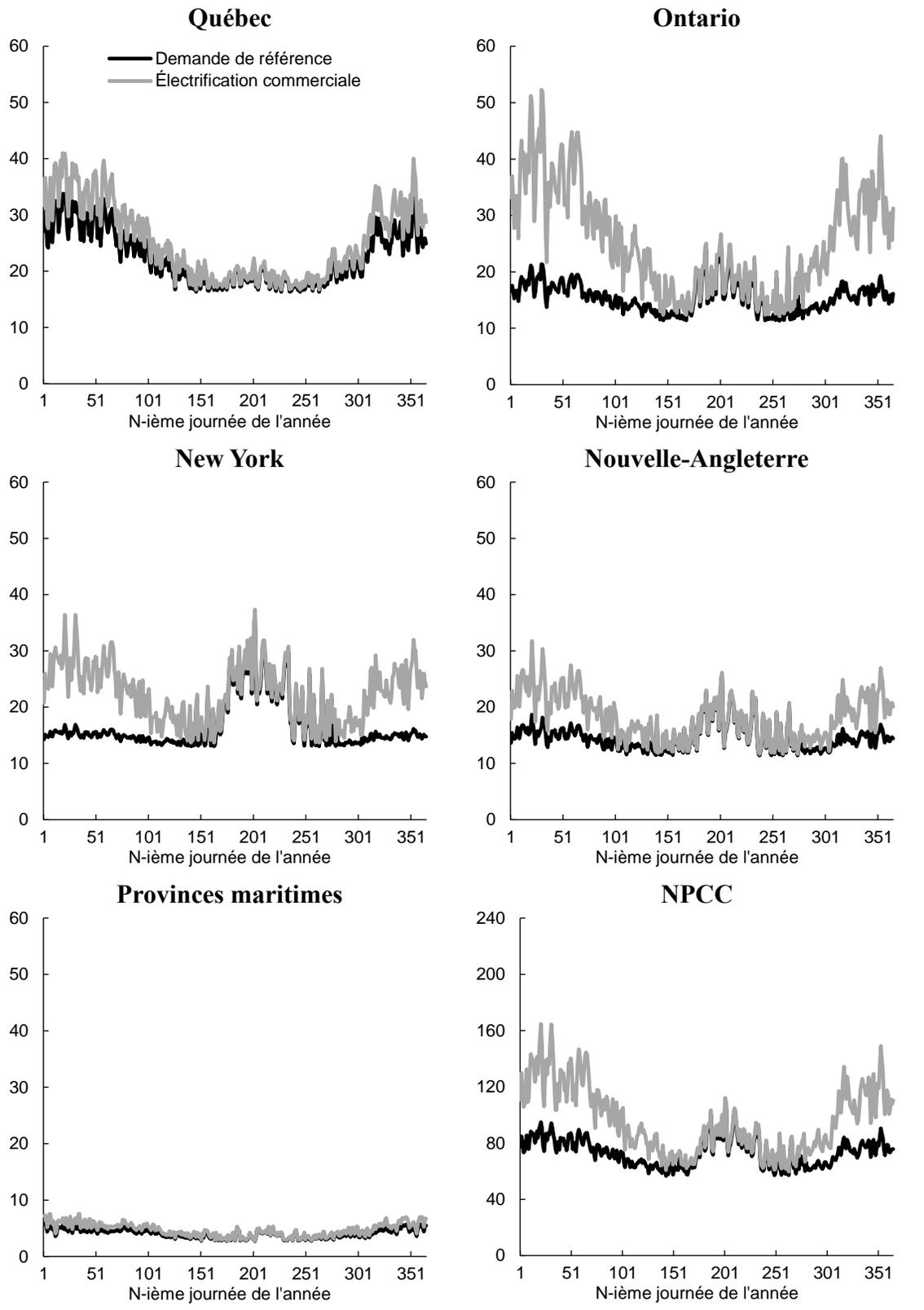
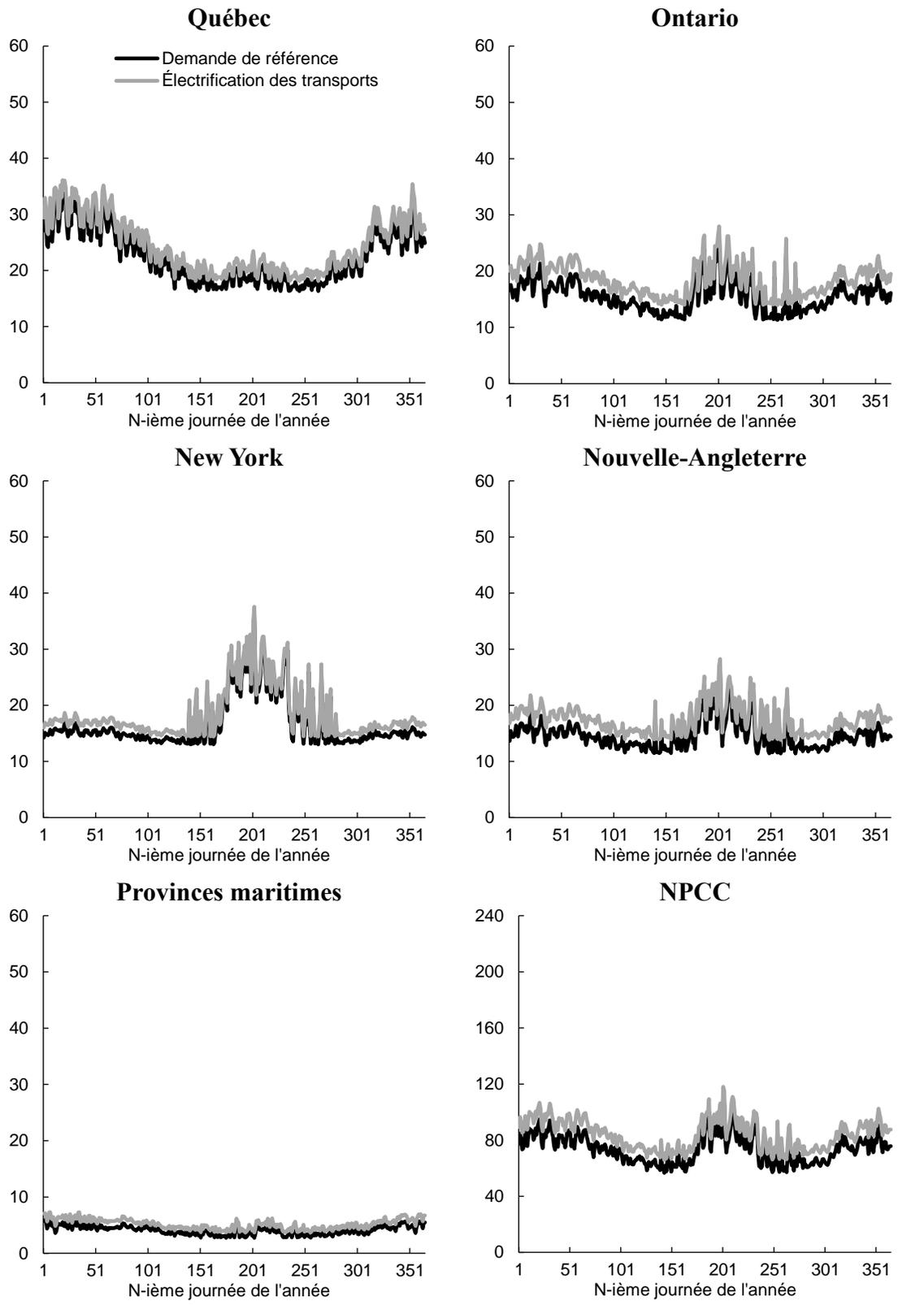


Figure C.3 : Impact de l'électrification du secteur des transports par région, charge quotidienne moyenne en GW



Annexe D

Figure D.1 : Nouvelles capacités de production et de stockage d'électricité renouvelable à installer dans un système électrique décarboné selon différents profils de demande et différentes régions du NPCC en GW

