

Rapport d'étude

N° 01 | 2020

**Électrification des usages du
gaz naturel au Québec :
analyse des impacts
économiques**

Alexandre **PARADIS MICHAUD**



Rapport d'étude n° 01 | 2020

Électrification des usages du gaz naturel au Québec : analyse des impacts économiques

Alexandre Paradis Michaud

Étudiant à HEC Montréal

Projet d'intégration présenté au programme de Maîtrise en management - développement durable

Chaire de gestion
du secteur de l'énergie
HEC MONTRÉAL

Sous la supervision de Pierre-Olivier Pineau, professeur titulaire, Département de sciences de la décision, et titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie, HEC Montréal.

Note aux lecteurs : Les rapports d'étude de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie sont des publications aux fins d'information et de discussion. Ils ont été réalisés par des étudiants sous la supervision d'un professeur. Ils ne devraient pas être reproduits sans l'autorisation écrite du (des) auteur(s). Les commentaires et suggestions sont bienvenus, et devraient être adressés à (aux) auteur(s). Pour consulter les rapports d'étude et les cahiers de recherche de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie à HEC Montréal, visitez le site energie.hec.ca.

À propos de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie : La Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal a pour mission d'augmenter les connaissances sur les enjeux liés à l'énergie, dans une perspective de développement durable, d'optimisation et d'adéquation entre les sources d'énergie et les besoins de la société. La création de cette chaire et de ce rapport est rendue possible grâce au soutien d'entreprises partenaires. Pour plus d'information ou pour consulter nos autres publications, visitez le site energie.hec.ca.

Janvier 2020

Chaire de gestion du secteur de l'énergie
HEC Montréal
3000, chemin de la Côte-Sainte-Catherine
Montréal (Québec) Canada
H3T 2A7

Copyright©2020 HEC Montréal. Tous droits réservés pour tous pays. Toute traduction et toute reproduction sous quelque forme que ce soit sont interdites. Les textes publiés dans la série des rapports d'étude n'engagent que la responsabilité de(s) auteur(s)

SOMMAIRE

- Une grande partie des usages du gaz naturel au Québec pourrait être électrifiée, mais à un coût relativement élevé. Pour certains usages industriels du gaz naturel au Québec ce ne serait pas possible : approximativement 1 260 Mm³ (21%) de gaz naturel est non convertible sur le réseau du distributeur. Néanmoins, l'électrification des autres volumes entraînerait nécessairement la clientèle industrielle dont les usages sont non convertibles vers une « spirale de la mort » puisque les quelques grands clients industriels restants ne seraient sans doute pas en mesure de soutenir l'augmentation tarifaire causée par le départ de la clientèle des marchés Affaires et Résidentiel.
- Malgré les gains en efficacité énergétique entraînés par l'usage de l'électricité, soit 15% dans le cas d'une conversion conventionnelle et 45% dans le cas d'une conversion efficace, les deux scénarios de conversion des usages de gaz naturel amèneraient le déficit en puissance d'Hydro-Québec à un niveau dépassant 10 400 MW, soit l'équivalent de 6,7 barrages La Romaine (1 550 MW).
- L'estimation des coûts d'électrification pour la société québécoise s'élève à des montants de 3,5 milliards de dollars annuellement dans le cas d'une conversion efficace, et 3,8 milliards de dollars annuellement dans le cas d'une conversion conventionnelle. Ces estimations comprennent le surcoût de conversion des équipements de chauffage, les coûts additionnels de la fourniture énergétique et une mise à niveau du réseau électrique.
- L'électrification profonde du gaz naturel se réaliserait moyennant un surcoût de 25 \$/GJ à 35 \$/GJ sur l'électricité issue de la demande énergétique post-conversion par rapport aux coûts de la fourniture énergétique correspondante actuelle.
- L'électrification des usages convertibles du gaz naturel impliquerait des réductions de GES dans une fourchette de coûts allant de 391 \$/t à 421 \$/t.

AVANT-PROPOS

Ce rapport a été produit par Alexandre Paradis Michaud, étudiant de HEC Montréal à la Maîtrise en management et développement durable, dans le cadre d'un projet de recherche supervisé pour la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal, en collaboration avec Énergir et sous la direction de M. Pierre-Olivier Pineau, Professeur titulaire de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie à HEC Montréal.

TABLE DES MATIERES

SOMMAIRE.....	III
AVANT-PROPOS	IV
LISTE DES FIGURES.....	VII
LISTE DES TABLEAUX	IX
INTRODUCTION	1
1. MISE EN CONTEXTE	3
2. ANALYSE DE LA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC.....	7
Analyse des volumes sur les différents marchés.....	7
Évolution de la demande de gaz naturel	9
Consommation de gaz naturel destinée à des usages non énergétiques	10
Segmentation des marchés du distributeur selon leurs vocations	11
Analyse du profil mensuel de la consommation de gaz naturel au Québec	13
Analyse du profil mensuel de la demande horaire sur le réseau du distributeur	15
3. ANALYSE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC	17
Analyse du profil mensuel de la consommation sur le réseau d'Hydro-Québec	17
4. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU PARC D'ÉQUIPEMENTS AU GAZ NATUREL	19
Chauffage de l'eau domestique	19
Secteur résidentiel :	19
Secteurs Commercial & institutionnel et industriel :	20
Chauffage des espaces	20
Secteur résidentiel :	20
Secteurs Commercial & institutionnel et industriel :	20
Chauffage des procédés industriels :	21
Proportion des usages industriels considérés non convertibles	23

Coefficient global d'efficacité des procédés industriels au gaz naturel.....	23
5. CARACTÉRISATION DES DEUX SCÉNARIOS DE CONVERSION ÉLECTRIQUE	24
Scénario conventionnel	24
Chauffage de l'eau :	24
Chauffage des espaces :	25
Chauffage des procédés :	25
Coefficient global d'efficacité des procédés industriels électrifiés	26
Scénario efficace	26
Fonctionnement d'une thermopompe en climat froid pour le chauffage:	26
Paramètres clefs de la performance des thermopompes pour climat froid	27
Chauffage de l'eau et des espaces.....	30
Chauffage des procédés	31
6. IMPACTS ÉNERGÉTIQUES DE LA CONVERSION DU GAZ NATUREL	32
Résultats du scénario de conversion électrique conventionnelle.....	32
Résultats du scénario de conversion électrique efficace.....	34
7. IMPACTS ÉCONOMIQUES DE LA CONVERSION DES USAGES DU GAZ NATUREL	37
Estimation du différentiel de coûts de la fourniture énergétique	37
Estimation des coûts supplémentaires de conversion électrique par rapport au coût de remplacement à neuf.....	39
Estimation des coûts de mise à niveau sur le réseau électrique.....	42
Analyse des scénarios de conversions	43
Résultats du scénario de conversion électrique conventionnelle.....	44
Résultats du scénario de conversion électrique efficace.....	45
Analyse comparative des deux scénarios de conversion.....	47
Évaluation des réductions de GES résultant de la conversion électrique.....	48
Évaluation du coût de la tonne de GES évitée par l'électrification des usages au gaz naturel.	48
Évaluation de l'équivalent (\$/GJ) des coûts de conversion des usages du gaz naturel	49
Impacts économiques sur les revenus de distribution du gaz naturel	50
CONCLUSION ET APPRENTISSAGES	51
ANNEXE 1 : TABLEAU RÉSUMÉ DES FACTEURS D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	59

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Évolution des émissions et cibles de réduction d'émissions de GES au Québec	3
Figure 2 : Répartition des émissions de GES au Québec en 2016	4
Figure 3 : Répartition de la consommation de gaz naturel selon les marchés du distributeur en 2017	9
Figure 4 : Répartition des revenus de distribution de gaz naturel selon les marchés du distributeur en 2017	9
Figure 5: Distribution de la clientèle et de la consommation de gaz naturel selon leur vocation en 2017	12
Figure 6: Profil mensuel de consommation à hiver normal 2017, selon les vocations du distributeur	14
Figure 7 : Demande horaire sur la période du mois de janvier 2017	15
Figure 8: Profil mensuel de la demande horaire médiane, maximale et minimale sur le réseau du distributeur pour la période 2013-2017	16
Figure 9 : Profil de consommation électrique mensuelle d'Hydro-Québec 2017	17
Figure 10 : Répartition des volumes moyens par technologie de chauffage dans le secteur industriel pour l'année 2017	22
Figure 11: Répartition totale des technologies industrielles selon les types de consommations de gaz naturel.....	23
Figure 12: Variation du Coefficient de performance (COP) en fonction de la température extérieure	28
Figure 13: Relation entre la part du chauffage d'appoint et la température extérieure	29
Figure 14: Résultats du scénario de conversion électrique conventionnelle	32
Figure 15: Impacts de la conversion électrique conventionnelle sur le réseau électrique d'Hydro-Québec.....	34
Figure 16: Résultats du scénario de conversion électrique conventionnelle	35
Figure 17: Impacts de la conversion efficace sur le réseau électrique d'Hydro-Québec	36
Figure 18: Analyse comparative des scénarios de conversion électrique.....	47
Figure 19 : Part des volumes de gaz naturel convertibles et non convertibles au Québec en 2017..	50

Figure 20 : Part des revenus de distribution de gaz naturel convertibles et non convertibles au Québec en 2017 50

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1: Répartition de la clientèle, de la consommation de gaz naturel et des revenus de distribution selon les marchés du distributeur en 2017	8
Tableau 2: Distribution de la clientèle et de la consommation de gaz naturel selon leur vocation ...	13
Tableau 3: Facteurs principaux influençant la conversion efficace des usages du gaz naturel avec appoint électrique conventionnel	30
Tableau 4: Taux unitaires utilisés dans le cadre de l'estimation du différentiel de coûts de la fourniture énergétique	39
Tableau 5: Coûts supplémentaires moyens de la conversion des équipements au gaz naturel	41
Tableau 6: Résumé des hypothèses en lien avec les coûts de mise à niveau du réseau électrique...	43
Tableau 7: Impacts économiques du scénario de conversion électrique conventionnelle	44
Tableau 8: Impacts économiques du scénario de conversion électrique efficace	46
Tableau 9: Coût par tonne de GES évitée de l'électrification des usages au gaz naturel.....	49
Tableau 10: Équivalent en \$/GJ du surcoût de la fourniture électrique de chauffage post-conversion	49

INTRODUCTION

Le 8 octobre 2018, la publication du rapport spécial du GIEC a sonné l'alarme climatique une fois de plus. Les constats sont clairs, les changements climatiques s'accroissent et les gouvernements, entreprises et citoyens doivent absolument agir de façon concertée afin de limiter la hausse de la température mondiale à moins de 1,5 degré Celsius par rapport à l'ère préindustrielle. Pour ce faire, les émissions mondiales d'émissions de gaz à effet de serre (GES) devraient être nulles dès 2050 alors qu'un scénario limitant la hausse à 2 °C demanderait une réduction de 80% sous le niveau de 1990 pour 2050. Au rythme actuel des émissions de GES, l'humanité est en voie d'atteindre 3 °C supplémentaires d'ici 2100. Devant l'urgence de la situation, l'abandon progressif de l'utilisation des énergies fossiles en faveur des diverses formes d'énergie renouvelable s'impose comme la stratégie fondamentale de toute politique de transition énergétique visant à réduire les émissions globales de GES et renverser la progression des changements climatiques.

Dans un contexte où le gouvernement du Québec est en voie de rater ses cibles de réduction de GES, le discours public s'oriente de plus en plus vers l'électrification de tous les secteurs de l'économie, notamment le chauffage des bâtiments et des usages industriels. Toutefois, si les propriétaires immobiliers et les industries sont à l'heure actuelle ouvertement incités à abandonner le mazout au profit de l'électricité, les enjeux entourant l'élimination du gaz naturel ne font pas encore consensus dans la société québécoise. En effet, bien que 12 % des émissions de GES du Québec proviennent de l'utilisation du gaz naturel et qu'une électrification massive de ces usages puisse théoriquement constituer une solution à court terme, plusieurs experts du domaine de l'énergie appellent le gouvernement à user de prudence et à développer une vision intégrée du système énergétique québécois. Cette démarche de planification énergétique à long terme vise notamment à assurer la réponse aux besoins énergétiques des Québécois, mais aussi à réduire les émissions de GES au meilleur coût pour l'ensemble de la société. Dans l'optique d'alimenter le discours sur la décarbonisation des principaux secteurs utilisant le gaz naturel, cette étude analyse les impacts énergétiques et économiques qu'impliquerait une électrification massive des usages du gaz naturel au Québec.

La présente étude comprend trois volets. D'abord, une analyse énergétique des livraisons de gaz naturel ainsi que de la consommation d'électricité au Québec permet de cadrer le contexte de la

consommation d'énergie au Québec sur l'enjeu de la concomitance des pointes énergétique sur le réseau gazier et électrique. Ensuite, deux scénarios de conversion électrique des usages du gaz naturel sont analysés de manière à illustrer l'ampleur des implications énergétiques qu'impliquerait l'électrification maximale des segments vocationnels visés. Finalement, une analyse des impacts économiques permet d'identifier l'ordre de grandeur des coûts que pourrait représenter l'électrification des usages du gaz naturel pour la société québécoise.

1. MISE EN CONTEXTE

En 2016, le gouvernement québécois a doté la province d'une ambitieuse politique énergétique 2030 (PEQ2030), qui est enlignée sur la cible de réduction des émissions de GES de 37,5% sous le niveau des émissions de 1990. Il importe toutefois de mentionner que le Québec affiche un retard important dans l'atteinte des cibles qu'il s'est fixé. En effet, les émissions de GES en 2016 ont été d'à peine 10 Mt de moins qu'en 1990 (87 Mt), soit une réduction de 11,5% sur une période de 26 ans. (Whitmore & Pineau, 2018). Considérant le taux moyen historique des réductions de GES au Québec, soit -0,4% annuellement, il faudrait au minimum multiplier par 5 les efforts de réduction des GES au Québec afin d'atteindre la cible de 2030 et être en bonne voie de rencontrer l'objectif de 2050. De plus, force est de constater que les contributions de la Politique énergétique 2030 du Québec n'amèneraient la province qu'à 18% sous les niveaux de 1990 à l'horizon 2030, soit encore bien loin de la cible de réduction de GES établis par le gouvernement.

La figure suivante illustre bien les incohérences entre les ambitions du gouvernement québécois et les tendances de réduction de GES au Québec.

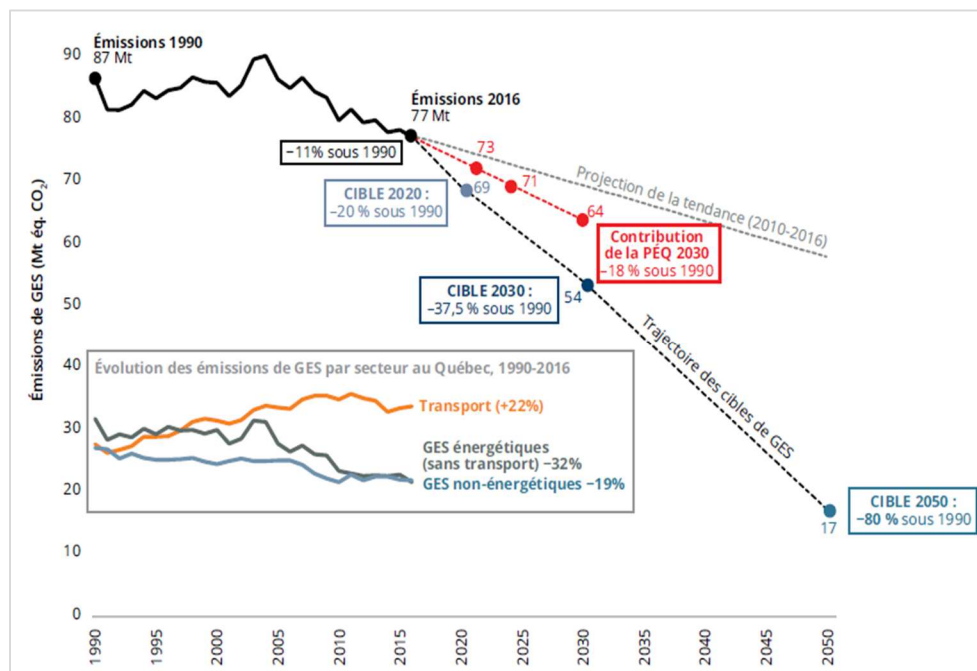


Figure 1 : Évolution des émissions et cibles de réduction d'émissions de GES au Québec

(Whitmore & Pineau, 2018)

Au niveau de la province, près de la moitié des besoins énergétiques sont comblés à partir de sources propres en carbone et renouvelables, faisant du Québec une des juridictions détenant la plus faible empreinte carbone par habitant au Canada et en Amérique du nord. Malgré cette relative longueur d’avance, encore 36% du bilan énergétique est occupé par le pétrole, principalement dans le secteur des transports, et 14% par le gaz naturel pour des usages de chauffages domestiques et industriels, mais aussi comme matières premières dans certains procédés chimiques. (Whitmore & Pineau, 2018).

En ce qui concerne les émissions de gaz à effet de serre, en 2016 la somme totale des émissions de GES s’élevait à 77 mégatonnes (Mt) d’éq. CO₂ dont 71% étaient liées au secteur de l’énergie. De ces émissions énergétiques, 42 Mt étaient attribuables à la consommation de pétrole, 12 Mt étaient attribuables au gaz naturel et seulement 1 Mt était issu de l’utilisation du charbon. Quant à elle, la part non énergétique était constituée des émissions issues du secteur de l’agriculture, de la gestion du secteur des déchets, et des émanations provenant de divers procédés chimiques. (Whitmore & Pineau, 2018).

La figure suivante illustre en pourcentage la répartition des émissions des GES au Québec en 2016 :

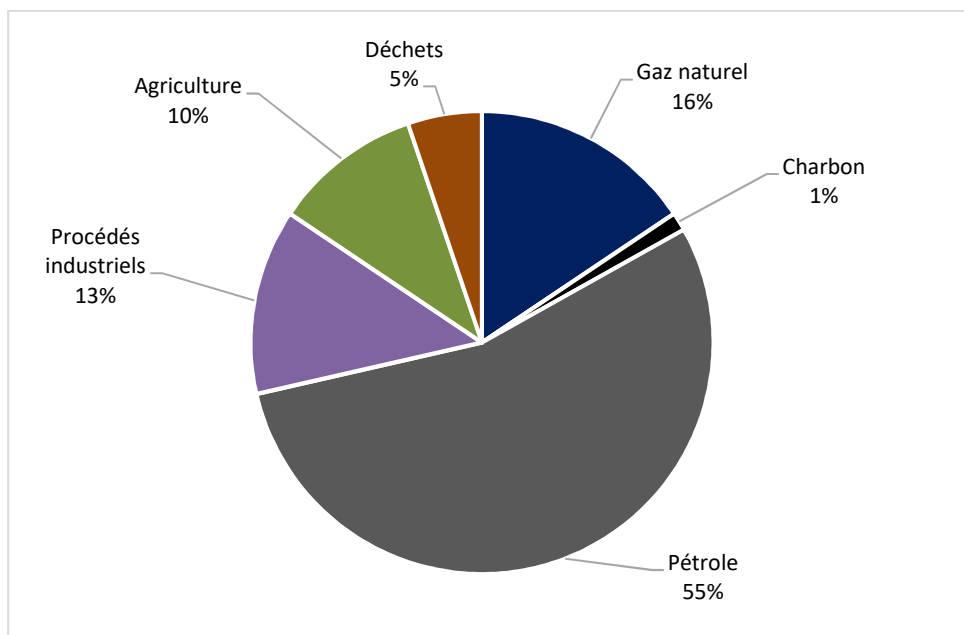


Figure 2 : Répartition des émissions de GES au Québec en 2016
(Graphique de l’auteur avec des données de Whitmore et Pineau, 2018)

Un peu partout dans le monde, notamment aux États-Unis où l'électricité est toujours en grande partie produite à partir de charbon, le gaz naturel est considéré aujourd'hui comme une énergie de transition et son utilisation mise de l'avant comme une solution à la réduction des émissions de GES en raison de la plus faible teneur en carbone des émissions résultant de sa combustion en comparaison aux autres énergies fossiles.

Malgré cela, l'utilisation du gaz naturel est loin de faire l'unanimité dans les régions telles que le Québec où la production d'électricité n'est pas dépendante des énergies fossiles et/ou l'électrification de la société est favorisée. En effet, présentant un point de vue plutôt modéré, le rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec recommandait en 2014 de « remplacer le mazout et le diesel par le gaz naturel dans toutes les applications industrielles où l'usage de l'électricité ou de la biomasse ne serait pas approprié ». Néanmoins en 2017, Normand Mousseau, Directeur de l'Institut de l'énergie Trottier, affirmait que le gaz naturel ne pourrait plus être utilisé dans la société de 2050 (Mousseau, 2017). Ainsi, il existe au Québec une forte perception, tout de même appuyée par des faits, que la transition énergétique doit nécessairement passer par l'électrification complète de la société.

En voici quelques exemples :

- L'électricité québécoise est générée en ne produisant pratiquement pas de GES par rapport à la moyenne régionale du Canada (Hydro-Québec, 2018).
- Dans une entrevue donnée au journal La Presse, Éric Martel, PDG d'Hydro-Québec disait anticiper des surplus d'énergie électrique pour encore 20 ans au Québec (La Presse, 2019).
- Les politiques de mobilité sont fortement axées sur le soutien à l'électrification des transports et au déploiement des véhicules électriques (Gouvernement du Québec, 2018).
- Le chauffage électrique au Québec affiche le meilleur des rendements énergétiques par rapport aux autres sources d'énergie.

Le rendement énergétique de chauffage, ou efficacité énergétique de chauffage est le nombre d'unités d'énergie utilisée par un équipement afin de fournir une unité d'énergie sous forme de chaleur utile.

Si la plupart des équipements de chauffage utilisant des combustibles tels que le mazout, le gaz naturel et le bois affichent des rendements énergétiques variant entre 60% et 95%, les équipements de chauffage électrique résistif (Plinthes et bouilloires) ont des rendements de près de 100%. De plus les technologies électriques efficaces telles que les thermopompes permettent d'atteindre des efficacités de chauffage d'environ 300% dans certaines conditions.

Étant donné que l'électricité québécoise n'est pas générée à partir de combustible, il n'y a essentiellement aucune perte thermique associée à sa production.

Néanmoins, si l'approche de l'électrification des usages du gaz naturel peut paraître séduisante et porteuse de simplicité au sein de la discussion entourant la transition énergétique du secteur industriel et du bâtiment, il subsiste plusieurs zones d'ombres et questionnements majeurs découlant de cette approche qui méritent d'être mises en lumière.

Afin d'apporter quelques éléments de réponse, les enjeux suivants seront abordés dans la suite du présent rapport :

- Quelle est la part de la consommation de gaz naturel au Québec qui est convertible?
- Quel est l'ordre de grandeur des besoins en puissance sur le réseau d'Hydro-Québec s'il devait absorber la demande énergétique supplémentaire?
- Quel est l'ordre de grandeur des coûts de conversion du parc d'équipements fonctionnant au gaz naturel, et quel est le coût de mise à niveau du réseau électrique?
- Quel serait l'impact à prévoir sur la facture énergétique pour les consommateurs de gaz naturel qui se convertiraient à l'électricité ?

La présente étude a pour but de documenter les enjeux, offrir des ordres de grandeur permettant une meilleure compréhension des implications et qu'aurait une conversion maximale des usages du gaz naturel sur la société québécoise. Les sections suivantes présenteront les hypothèses méthodologiques déployées afin de répondre aux objectifs de ce rapport, les résultats ainsi que les apprentissages dégagés de l'analyse.

2. ANALYSE DE LA CONSOMMATION DE GAZ NATUREL AU QUÉBEC

La présente étude couvre l'entièreté des volumes de gaz naturel distribués par le distributeur Énergir, représentant approximativement 97% des volumes consommés au Québec (Whitmore & Pineau, 2018). De manière à bien interpréter les données, segmenter les marchés selon leurs vocations et valider certaines hypothèses, des rencontres avec les équipes internes de Préviation de la demande et le groupe DATECH d'Énergir ont été organisées à quelques reprises au cours de la réalisation de ce rapport.

Pour les fins de l'étude, les données de consommation de l'année calendaire 2017 à hiver normal ont été choisies comme base de référence pour toutes les analyses ainsi que les deux scénarios de conversions qui seront discutés dans la suite de ce rapport. La consommation à hiver normal représente les volumes de gaz naturel qui auraient été distribués sur le réseau du distributeur si la température de l'année de référence 2017 avait été celle de la normale saisonnière.

Analyse des volumes sur les différents marchés

En 2017, le distributeur desservait 206 385 clients sur le territoire du Québec, répartis dans les segments de marchés Résidentiel, Affaires et Volumes grandes entreprises (VGE). Sous des conditions normalisées, les volumes annuels de gaz naturel distribués sur le réseau sont calculés à environ 6 039,2 millions de mètres cubes (Mm³) et les revenus de distribution sont estimés à environ 659,3 millions de dollars (M\$).

Le tableau suivant illustre la distribution de la clientèle, les consommations annuelles normalisées de gaz naturel ainsi que l'estimation des revenus de distribution en 2017.

Tableau 1: Répartition de la clientèle, de la consommation de gaz naturel et des revenus de distribution selon les marchés du distributeur en 2017

Marchés	Nombre de clients	Consommation (Mm ³)	Part de la consommation (%)	Estimation des revenus de distribution (M\$)	Estimation de la part des revenus de distribution (%)
Résidentiel	132 585	311,3	5%	106,2	16%
Affaires	73 503	2 338,4	39%	399,5	61%
VGE	297	3 388,5	56%	153,6	23%
Total	206 385	6 039,2	100%	659,3	100%

- Le marché résidentiel comptait 132 585 clients en 2017 pour une consommation de 311,3 Mm³, représentant environ 5% de la consommation totale. Ce marché est constitué essentiellement d'usages domestiques que l'on retrouve dans les habitations unifamiliales, duplex et triplex. L'estimation des revenus de distribution s'élève à 106,2 M\$, soit près de 16% du total annuel.
- Le marché Affaires comptait 73 503 clients pour une consommation de 2 338,4 Mm³, représentant près de 39 % de la consommation de gaz naturel distribué en 2017. Ce marché regroupe les édifices d'habitation locative de plus grande taille, les petits et moyens commerces, des industries et des institutions. Les revenus de distribution estimés sont quant à eux de 399,5 M\$ en 2017, soit environ 61% du total.
- Le marché VGE comptait 297 clients en 2017 pour une consommation de 3 388,5 Mm³, représentant 56% de la consommation totale du réseau du distributeur. Ce marché inclut les grandes entreprises industrielles, les institutions, mais aussi le gaz naturel utilisé à des fins non énergétiques. Les revenus de distribution sont estimés à près de 153,6 M\$, équivalent à seulement 23% des revenus totaux.

Les figures suivantes résument visuellement la répartition des marchés du gaz naturel en 2017.

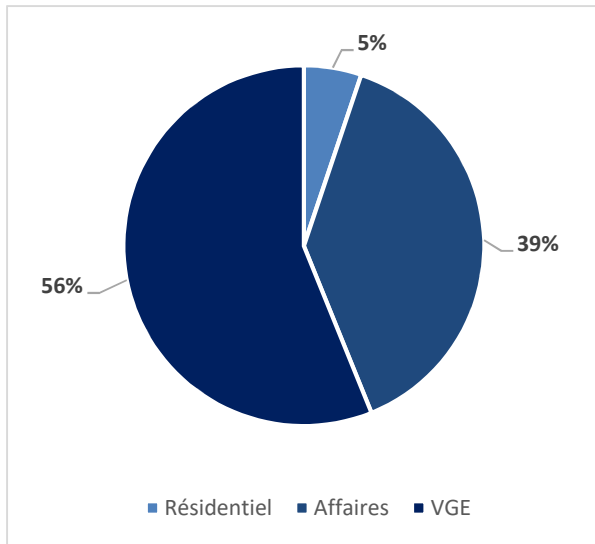


Figure 3 : Répartition de la consommation de gaz naturel selon les marchés du distributeur en 2017

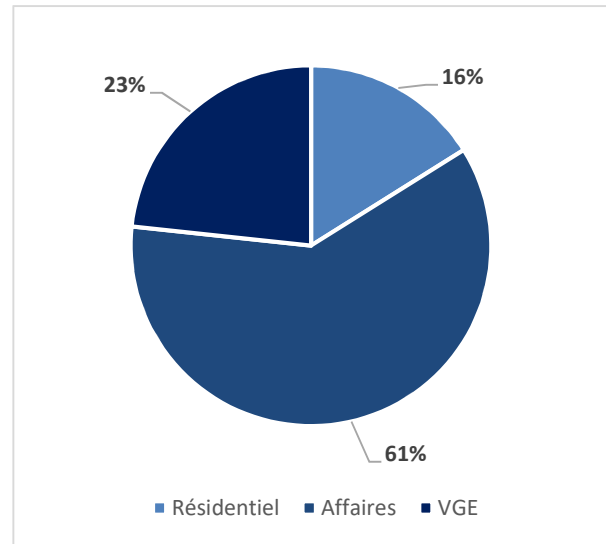


Figure 4 : Répartition des revenus de distribution de gaz naturel selon les marchés du distributeur en 2017

L'analyse de la distribution des revenus de distribution et des consommations par marché montre qu'une majorité des volumes de gaz naturel au Québec sont consommés par une minorité de grandes organisations industrielles et institutionnelles du marché VGE. Également, les revenus de distribution du gaz naturel ne sont pas proportionnels aux volumes de consommation correspondant par marché, cela a pour effet de déplacer la génération de revenus vers les marchés Affaires et Résidentiel où le nombre de clients est beaucoup plus important et où la consommation moyenne de ces derniers est beaucoup plus petite.

Évolution de la demande de gaz naturel

Bien que les prévisions de la demande en gaz naturel indiquent une faible hausse pour l'ensemble des marchés, de l'ordre de 1,04% entre les années 2014-2015 et 2021-2022 (Harvey, 2017), les aspects dynamiques de l'évolution de la demande de gaz naturel au Québec tels que les programmes d'efficacité énergétique, la croissance de l'économie ou l'arrivée de nouveaux grands consommateurs de gaz naturel sur le réseau de distribution ne sont pas considérées dans le cadre de l'étude. Effectivement, l'objectif est de présenter le portrait des impacts économiques d'une conversion électrique massive des usages du gaz naturel au Québec à un moment fixe dans le temps, soit l'année 2017.

Consommation de gaz naturel destinée à des usages non énergétiques

Au Québec, les industries métallurgiques et pétrochimiques utilisent non seulement le gaz naturel pour chauffer leurs espaces et leurs procédés, mais aussi comme matière première. Ces usages très spécifiques se retrouvent notamment chez de grandes entreprises industrielles telles qu'Air Liquide, ArcelorMittal, Chimie Parachem, Rio Tinto et Suncor.

En 2014, le rapport de la commission sur les enjeux énergétiques du Québec estimait la part non énergétique de la consommation de gaz naturel au Québec à 5% (Lanoue & Mousseau, 2014). Toutefois en 2019, le distributeur évaluait qu'approximativement 8,1% de la consommation totale de gaz naturel de son réseau de distribution était utilisé à des fins non énergétiques, et cela excluant les volumes destinés à être liquéfiés.

Voici quelques exemples d'applications non énergétiques du gaz naturel au Québec :

Réduction du fer pour la production de l'acier

- Ce procédé consommait jusqu'à 80% du gaz naturel à l'aciérie d'Arcelor Mittal à Montréal, en 2012 (ArcelorMittal Montréal, 2013)

Production de gaz industriels:

- Méthane, Butane, Propane
- Dihydrogène (Chimie Parachem, 2019)

Produits pétrochimiques primaires :

- Secteur des oléfines (éthylène, propylène, butylène) (CMM, 2004)
- Secteur des aromatiques (benzène, toluène, xylène, paraxylène) (Chimie Parachem, 2019)

Les produits de ces deux derniers secteurs, transformés en produits chimiques, en polymères et en résines, se retrouvent dans une foule d'applications, telles que la fabrication du polyester du Polyéthylène téréphtalate (PET), un plastique recyclable employé dans la fabrication de bouteilles, fibres textiles, pellicules et résines pour les peintures. (Chimie Parachem, 2019)

Segmentation des marchés du distributeur selon leurs vocations

L'exercice de conversion des usages du gaz naturel nécessite la caractérisation de chacun de ces derniers selon leur volume et efficacité énergétique spécifiques. Un remaniement des marchés du distributeur en fonction de la vocation des clients/bâtiments a permis d'obtenir une séparation des volumes communiquant davantage d'information sur les caractéristiques des consommations qui sont nécessaires la suite de l'étude. Également, les ratios de consommation pour les usages de base (production d'eau chaude domestique), chauffage des espaces et chauffage des procédés ont été identifiés au sein du rapport de Potentiels technico-économiques et commercial maximum réalisable d'économies d'énergie de gaz naturel pour la période 2018 à 2022 (Harvey, 2017) ainsi que l'analyse énergétique des données de Ressources naturelles Canada.

- La vocation résidentielle comprend les immeubles de 1 à 3 logements ainsi que les immeubles résidentiels multilocatifs de 4 logements et plus, totalisant 140 404 clients et 589,1 Mm³ pour une part de 9,8% de la consommation totale du réseau d'Énergir.
- La vocation Commerciale & institutionnelle comprend les immeubles à bureaux, les centres d'achats et les immeubles gouvernementaux, totalisant 57 870 clients et 2 065,1 Mm³ pour une part de 34,2% de la consommation totale du réseau d'Énergir.
- La vocation industrielle comprend les PME, les industries de taille moyenne du secteur de la foresterie, et de la construction, ainsi que les grandes industries comprenant les mines et aciéries, totalisant 8 111 clients et 2 892,0 Mm³ pour une part de 47,9% de la consommation totale du réseau du distributeur.
- Comme décrit précédemment, la consommation industrielle non énergétique au Québec représente une part de 8,1% de la consommation totale d'Énergir, totalisant 492,0 Mm³.

La figure suivante résume visuellement la distribution vocationnelle de la consommation de gaz naturel au Québec sur le réseau du distributeur en 2017:

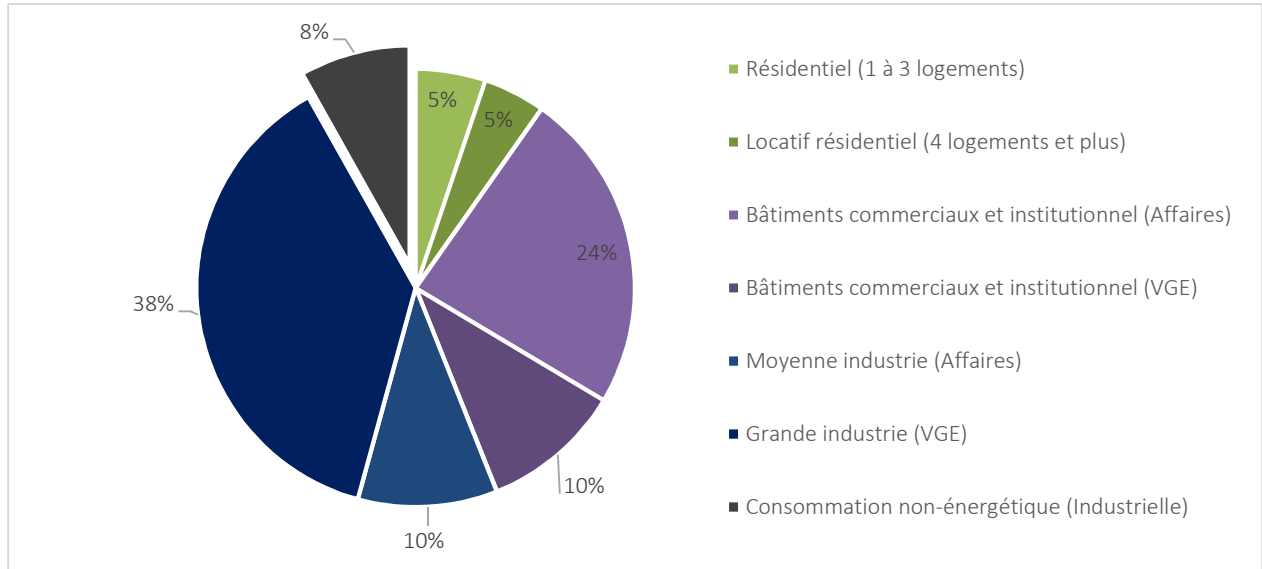


Figure 5: Distribution de la clientèle et de la consommation de gaz naturel selon leur vocation en 2017

Le tableau suivant présente la segmentation vocationnelle de la consommation annuelle sur le réseau du distributeur, ainsi que la caractérisation des volumes de consommation annuelle selon leurs usages spécifiques.

Tableau 2: Distribution de la clientèle et de la consommation de gaz naturel selon leur vocation

Marché	Vocation	Nombre de clients	Consommation (m ³)	% Consommation totale	% Base	% Chauffage	% Procédé
Résidentiel	Résidentiel (1 à 3 logements)	132 585	311 291 296	5,2%	25,0%	75,0%	-
Affaires	Locatif résidentiel (4 à 9 logements)	3 069	41 456 492	0,7%	25,0%	75,0%	-
	Locatif résidentiel (10 logements et plus)	4 750	236 354 300	3,9%	24,0%	76,0%	-
	Bâtiments commerciaux et institutionnels	57 772	1 438 017 096	23,8%	10,3%*	89,7%*	-
	Moyenne industrie (PME, agriculture, foresterie, construction)	7 912	622 519 414	10,3%	5,0%	45,0%	50,0%
VGE	Bâtiments commerciaux et institutionnels	98	627 076 767	10,4%	10,3%*	89,7%*	-
	Grande industrie (mines, pétrochimie et métallurgie)	199	2 269 406 136	37,6%	6,0%	11,0%	83,0%
	Consommation non énergétique	-	492 000 000	8,1%	-	-	100,0%
Total	-	206 385	6 038 121 501	100%	-	-	-

*Données tirées de l'analyse énergétique des tableaux 24 (RNCAN, 2016), 26 (RNCAN, 2016), 28 (RNCAN, 2016) et 32 (RNCAN, 2016) de Ressources Naturelles Canada.

Analyse du profil mensuel de la consommation de gaz naturel au Québec

L'analyse mensuelle de la consommation de gaz naturel sur le réseau du distributeur permet de mieux en comprendre la répartition sur les différentes périodes d'une année typique normalisée, notamment en ce qui concerne l'influence de la température extérieure.

Le graphique suivant présente le profil de consommation de gaz naturel de l'année 2017 normalisée selon les vocations du distributeur :

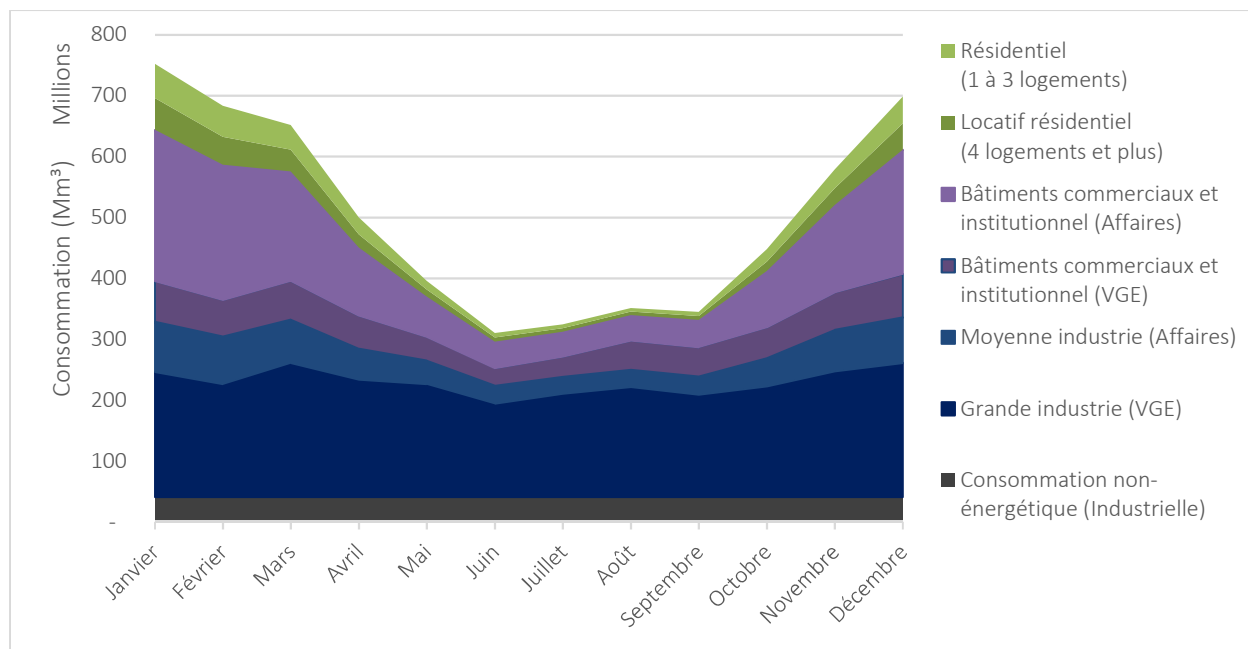


Figure 6: Profil mensuel de consommation à hiver normal 2017, selon les vocations du distributeur

L'analyse du profil de consommation met tout d'abord en lumière le caractère saisonnier de la consommation de gaz naturel au Québec. Au mois de janvier 2017, la consommation totale a été de 750,3 Mm³ tandis que le minimum est observé au mois de juin avec 310,2 Mm³.

En premier lieu, la consommation en gaz naturel des bâtiments à vocation résidentielle, commerciale et institutionnelle est fortement influencée par les températures plus froides. En raison des activités de chauffe, ces édifices viennent à consommer respectivement 60% et 54% de leur volume annuel total au cours de seulement les 4 mois principaux de l'hiver, soit de décembre à mars. Ainsi, la période de consommation maximale coïncide avec la période hivernale, alors que la consommation de gaz naturel est minimale au cours de la période estivale, soit au moment où aucun chauffage des espaces n'est habituellement nécessaire. La consommation estivale est essentiellement attribuable au chauffage de l'eau domestique, et dans le cas des industries s'ajoute la consommation liée au chauffage des procédés.

En second lieu, l'analyse montre une différence marquée entre les vocations industrielles et les autres, en effet celles-ci sont beaucoup moins affectées par la température extérieure en raison de l'important volume de base consacré au chauffage des procédés. Les variations de consommation même en hiver sont davantage associées à une variation des volumes de

production des industries qu'à la variation en besoins de chauffage. D'autant plus, les usines utilisent souvent des mesures de récupérations de chaleurs des procédés afin de pouvoir combler une bonne partie de leurs besoins de chauffage des espaces. Contrairement aux vocations précédentes, les édifices industriels ne consomment que 39% de leur volume de gaz au cours des 4 mois de la saison froide, c'est-à-dire que la variance pouvant être associée à la température n'est que de 5% par rapport à la moyenne mensuelle pour les segments industriels.

Analyse du profil mensuel de la demande horaire sur le réseau du distributeur.

En plus de l'analyse de la consommation énergétique mensuelle, l'analyse de la consommation horaire est également effectuée afin de déterminer l'étendue des valeurs moyennes maximales et moyennes minimales sur le réseau du distributeur pour chacune des périodes mensuelles.

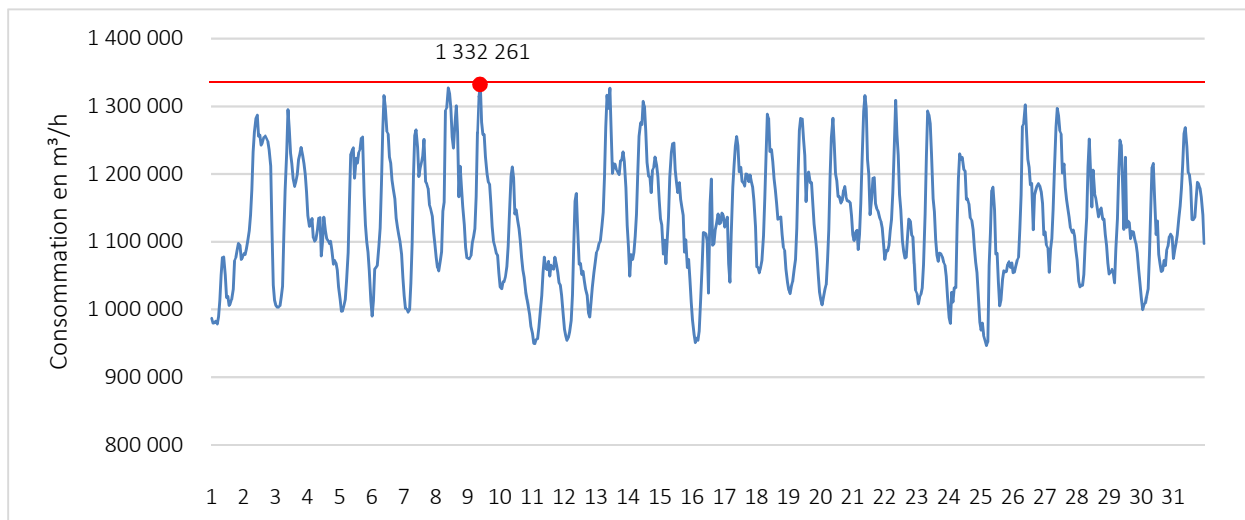


Figure 7 : Demande horaire sur la période du mois de janvier 2017

Comme illustré sur l'exemple de la figure précédente, les données horaires de la période du mois de janvier 2017 ont été regroupées de manière à pouvoir analyser et identifier la valeur maximale survenue sur le réseau du distributeur sur cette période. L'exemple en question démontre que la valeur maximale de la demande horaire a atteint 1 332 261 m³/h en janvier 2017. Cet exercice

utilise les données fournies par le distributeur et a été effectué pour chaque période de consommation mensuelle survenue au cours des 5 dernières années.

La figure suivante illustre l'ensemble des valeurs maximales moyennes, minimales moyennes et médianes moyennes sur le réseau du distributeur sur la période 2013-2017 :

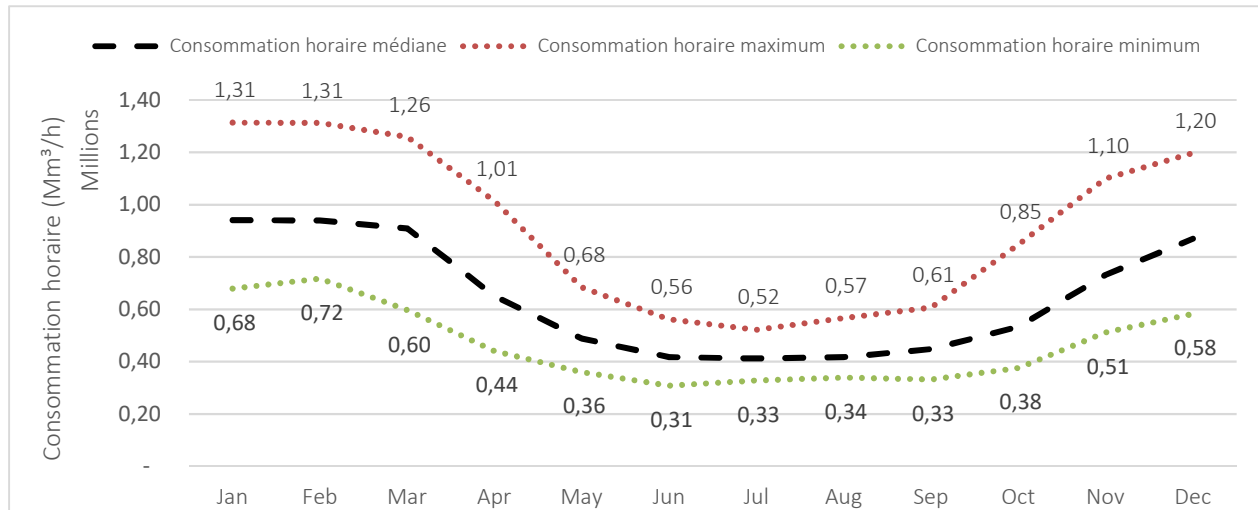


Figure 8: Profil mensuel de la demande horaire médiane, maximale et minimale sur le réseau du distributeur pour la période 2013-2017

L'analyse horaire montre que la demande de pointe maximale sur le réseau du distributeur survient au mois de janvier et est approximativement de 1 313 434 Mm³/h.

Les données de demande horaire de gaz naturel horaire (m³/h) peuvent être assimilées comme l'équivalent électrique de la demande en puissance, exprimée en MW sur le réseau électrique d'Hydro-Québec. Quelle que soit la nature de l'énergie distribuée, le distributeur doit avoir la capacité installée et être en mesure de fournir cette énergie à un instant donné afin de répondre à la demande du marché. En matière de contenu énergétique brut, soit sans tenir compte de l'efficacité de conversion électrique, la demande de pointe maximale du réseau de gaz naturel correspondrait à 13 857 MW, soit près de 37% de la capacité de production hydroélectrique actuelle d'Hydro-Québec (Hydro Québec, 2019). La conversion de l'unité de consommation horaire en m³/h vers l'unité de puissance en MW s'effectue sur la base qu'une consommation de 1 m³/h de gaz est équivalent au contenu énergétique brut de 10,525 kWh, délivrés à une puissance moyenne de 10,525 kW sur une période de 1 heure.

3. ANALYSE DE LA CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC

Une fois les usages du gaz naturel converti à l'électricité, l'énergie et la puissance du réseau de gaz naturel devraient être assumés par le réseau électrique. À cet effet il est important de dresser le portrait de la situation sur le réseau d'Hydro-Québec.

Au total le réseau d'Hydro-Québec distribue une quantité d'énergie d'environ 168 202 GWh annuellement (Hydro-Québec, 2016). En comparaison, l'énergie brute distribuée par le réseau de gaz naturel est équivalente à 63 551 GWh, soit environ 38% de la quantité d'énergie distribuée par le réseau électrique.

Analyse du profil mensuel de la consommation sur le réseau d'Hydro-Québec

La distribution d'électricité est divisée en trois segments de marché, similaires à ceux du réseau gazier, soit les clients Résidentiel, Affaires, et Grands clients industriels. La figure ci-dessous montre le profil de consommation d'énergie et de l'appel de puissance issu du document de la prévision de la demande en électricité 2017 d'Hydro-Québec.

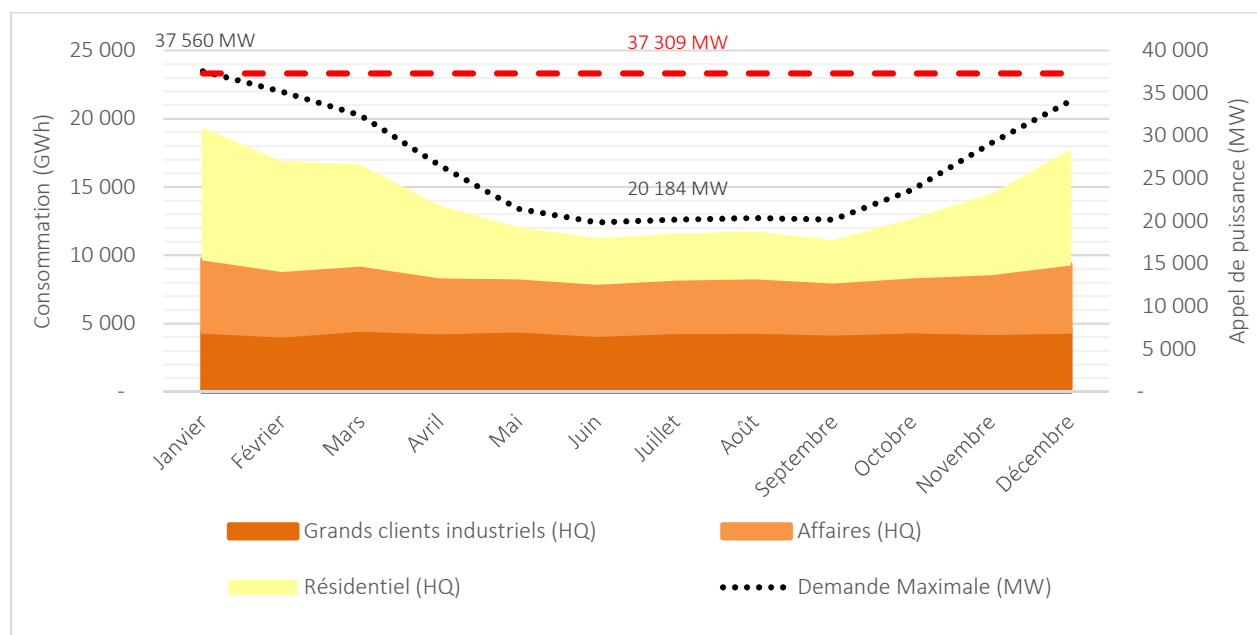


Figure 9 : Profil de consommation électrique mensuelle d'Hydro-Québec 2017

Tout comme dans le profil de consommation du gaz naturel, on observe que le segment résidentiel subit une forte hausse de consommation lors de la période hivernale. Cela est attribuable à l'importance de la part du chauffage électrique dans le secteur résidentiel québécois. Toutefois on observe également que la clientèle « Affaires » et « Grands clients industriels » subissent beaucoup moins, voire très peu de variations saisonnières. En effet ces segments de marché utilisent davantage le gaz naturel pour combler leurs besoins énergétiques de chauffage, notamment en raison des économies de coûts reliés à la pointe de consommation électrique.

En termes de puissance, Hydro-Québec Production possède une capacité de production maximale de 37 309 MW (Hydro Québec, 2019). Toutefois, selon les données de prévision de la demande de la cause tarifaire 2017 déposée à la Régie de l'Énergie du Québec, l'appel de puissance maximale sur le réseau de distribution intégré était prévu d'excéder cette valeur d'environ 250 MW pour atteindre 37 560 MW en janvier 2017 (Hydro-Québec, 2016). De plus, le plan d'approvisionnement 2017-2026 prévoit que la demande en puissance atteindra 39 931 MW à l'hiver 2026, ce qui représente donc un manque à gagner de plus de 2 000 MW sur un horizon moyen terme. (Hydro Québec Distribution, 2016)

Essentiellement, l'analyse précédente montre que les périodes de forte consommation énergétique sur le réseau d'Hydro-Québec coïncident avec celles du réseau de gaz, soit en période d'hiver et particulièrement le mois de janvier. De prime à bord, une conversion des usages du gaz naturel vers l'électricité entraînerait nécessairement une hausse importante de la demande en électricité lors d'une période déjà critique en termes d'approvisionnement électrique pour Hydro-Québec.

4. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DU PARC D'ÉQUIPEMENTS AU GAZ NATUREL

Dans cette section, les plages d'efficacité énergétique pour chacun des types d'usages techniques et vocationnels du gaz naturel au Québec sont analysées. L'objectif est de proposer des coefficients d'efficacité énergétique moyens pour chacun des segments de marchés identifiés de manière à offrir un portrait global, raisonnable et conservateur de l'efficacité du parc d'équipements fonctionnant au gaz naturel au Québec.

Au cours des dernières décennies, l'efficacité des équipements fonctionnant au gaz naturel n'a cessé de s'améliorer. Si typiquement on retrouvait des équipements de type chauffe-eau et bouilloires à vapeur possédant des facteurs d'efficacité énergétiques variant de 50% à 75%, les équipements commercialisés au cours des 20 dernières années, et plus particulièrement ceux munis de la technologie de condensation des gaz d'échappement peuvent désormais opérer à des niveaux d'efficacité énergétique variant entre 85% et 99%.

Afin de refléter la situation d'un parc d'équipement réaliste, soit un mélange d'équipements vieillissants, issus de technologies conventionnelles et de nouveaux équipements fonctionnant à haute efficacité, des facteurs d'efficacité « raisonnables », se situant à mi-chemin de l'étendu de la plage d'efficacité disponible sur le marché, sont utilisés dans les calculs de conversions électriques qui suivent. Les valeurs de facteurs d'efficacité des nouveaux équipements ont été déterminées à partir de la base de données canadienne des équipements certifiés Energy Star.

Un tableau résumé des facteurs d'efficacité énergétique utilisés au sein de cette étude est présenté à l'Annexe 1.

Chauffage de l'eau domestique

Secteur résidentiel :

Les équipements de chauffage de l'eau résidentielle les moins chers, et les moins efficaces vendus sur le marché nord-américain au début des années 2000 démontraient des facteurs d'efficacité uniforme (UEF) d'environ 60% (EIA, 2018). Les nouvelles technologies disponibles offrent désormais des facteurs d'efficacité énergétique UEF atteignant 93%. (Energy Star, 2019). Afin de

représenter l'ensemble des équipements du parc d'équipement en place sur le réseau du distributeur, une valeur conservatrice de 75% est utilisée pour fin de calcul de conversion.

Secteurs Commercial & institutionnel et industriel :

Les équipements de chauffage de l'eau domestique dans le secteur commercial, institutionnel et industriel sont similaires. Toutefois, ils possèdent une meilleure isolation, des capacités plus importantes et de meilleurs coefficients d'efficacité thermique que dans le secteur résidentiel en raison des cycles d'usages de l'eau domestique plus constants dans les immeubles commerciaux et institutionnels. De ce fait les facteurs d'efficacité thermique typiques sont plutôt de 80% (EIA, 2018). Les meilleurs équipements disponibles sur le marché commercial aujourd'hui possèdent des facteurs d'efficacité qui varient entre 94 à 99%, selon le catalogue Energy Star. (Energy Star, 2019). Pour fins d'analyse de conversion, une valeur conservatrice de 85% est utilisée afin de représenter le parc d'équipement au gaz naturel existant.

En ce qui concerne les équipements de chauffage de l'eau des clients industriels, il est assumé qu'ils utilisent des équipements similaires à ceux des clients commerciaux et institutionnels. Les facteurs d'efficacité pour ces équipements du segment industriel sont donc les mêmes que ceux des clients commerciaux.

Chauffage des espaces

Secteur résidentiel :

Les bouilloires et fournaies résidentielles conventionnelles offraient typiquement des facteurs d'efficacité annuelle (AEFU) d'environ 80% (EIA, 2018). Les nouvelles bouilloires à condensation peuvent désormais atteindre des valeurs d'efficacité de 96%. (Energy Star, 2019). Une valeur conservatrice de 85% est utilisée afin de représenter le parc d'équipement existant.

Secteurs Commercial & institutionnel et industriel :

Les bouilloires et fournaies conventionnelles du secteur commercial servant au chauffage des espaces ont des facteurs d'efficacité annuelle (AEFU) variant entre 77 et 80% (EIA, 2018). Les meilleurs équipements disponibles sur le marché commercial aujourd'hui possèdent des facteurs d'efficacité qui varient entre 94% et 98% selon la base de données canadienne d'Energy Star

(Energy Star, 2019). Pour fin d'analyse de conversion, une valeur conservatrice de 85% est utilisée afin de représenter le parc d'équipement existant.

En ce qui concerne les équipements de chauffage des espaces des clients industriels, il est assumé dans le cadre de cette étude qu'ils utilisent des équipements similaires que les clients commerciaux et institutionnels. Les facteurs d'efficacité pour ces équipements du segment industriel seront donc les mêmes que ceux des clients commerciaux.

Chauffage des procédés industriels :

L'analyse des consommations de gaz naturel par secteur d'activité industrielle de la section suivante permettra de déterminer la part de volumes non convertibles, ainsi qu'un coefficient global pour l'efficacité des usages industriels.

Il existe une multitude d'usages du gaz naturel dans les procédés industriels, toutefois ceux-ci peuvent être regroupés en trois principales catégories pour des fins de simplifications :

1. **Chauffage de l'eau et production de vapeur:** Cet usage est essentiellement réalisé à l'aide de chaudières à vapeur conventionnelle au gaz naturel. En raison de la grande variation dans les caractéristiques des procédés, une valeur conservatrice de 80% est utilisée dans les calculs de conversion.
2. **La chauffe à haute température et à basse température :** Les technologies de chauffe à haute température comprennent les fours de fusion et de maintien dans la fabrication des métaux, ces derniers atteignent peuvent atteindre des températures bien au-dessus de 538 °C (1000 °F). Les technologies à basse température regroupent les fours de séchage, de cuisson, de maintien, etc. La température est généralement en dessous de 538 °C (1000 °F). L'efficacité de ces types d'équipements industriels peut grandement varier d'une application à une autre et d'une installation spécifique à une autre. La littérature cadre toutefois l'efficacité des équipements de chauffe industrielle dans une fourchette de valeur entre 30% et 80 % pour les équipements à combustion. Ainsi, une valeur de moyenne de 55% est utilisée pour les calculs de conversion.

3. **Volumes non convertibles** : Ces volumes difficilement convertissables correspondent à des technologies électriques non commercialisées ou à un procédé non convertissable à l'électricité en raison des types de contraintes techniques suivantes :

- Absence d'équipements électriques de capacité maximale équivalente
- Absence d'équipements électriques pouvant opérer à des températures équivalentes.
- Équipements non disponibles commercialement (projets pilotes ou en phase de recherches appliquées).
- Coût trop élevé des technologies pour l'électrification.

La figure suivante met en lumière la répartition en pourcentage des volumes de consommation du secteur industriel en fonction des technologies de chauffage utilisées. Ces pourcentages sont une moyenne de ce que l'on trouve chez les clients industriels du marché VGE du distributeur pour l'année 2011. Les données servant à cette analyse ont été fournies par le groupe DATECH d'Énergir.

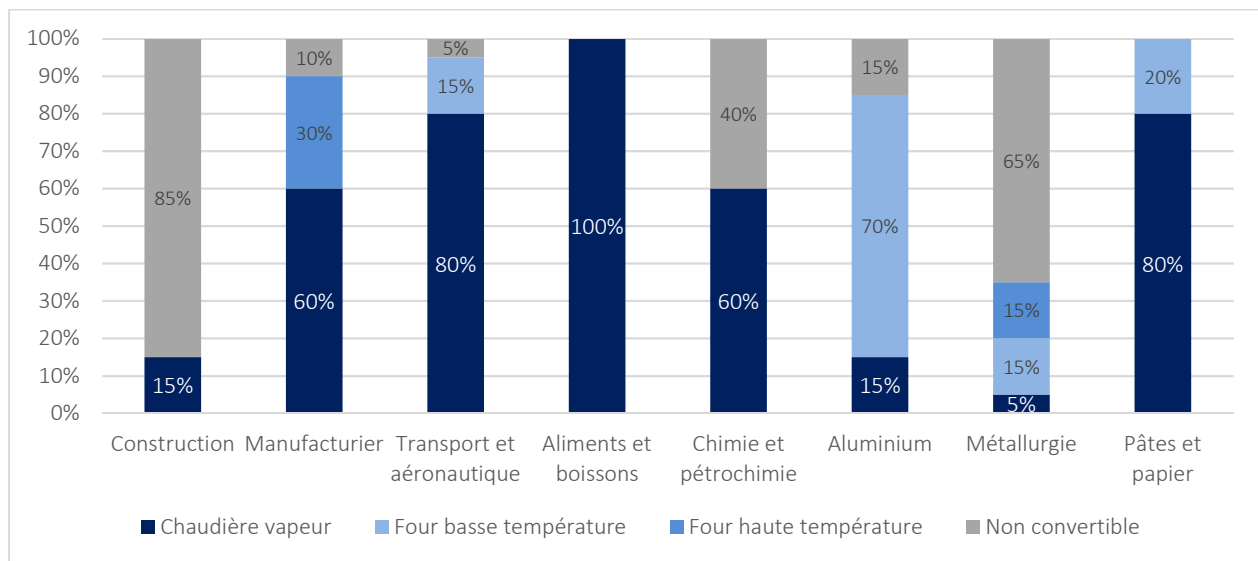


Figure 10 : Répartition des volumes moyens par technologie de chauffage dans le secteur industriel pour l'année 2011

On remarque que ce sont les secteurs de la construction, de la chimie et pétrochimie, ainsi que de la métallurgie qui possèdent les types de consommations les moins convertibles. Toutefois les secteurs des aliments et boissons, et Pâtes et papiers semblent pouvoir être convertis à 100% sans rencontrer de problèmes majeurs au niveau technologique.

Proportion des usages industriels considérés non convertibles

Tel qu'illustré sur la figure suivante, le regroupement des volumes de consommation industrielle en fonction de leur technologie de chauffage permet de déterminer la répartition globale de l'utilisation des technologies sur l'ensemble du secteur industriel. Ainsi, il est possible de déterminer que les usages non convertibles représentent approximativement 35% de la consommation industrielle, soit 768,2 Mm³. Une fois rapporté sur la consommation totale, celui-ci représente alors 13% du volume de consommation du distributeur.

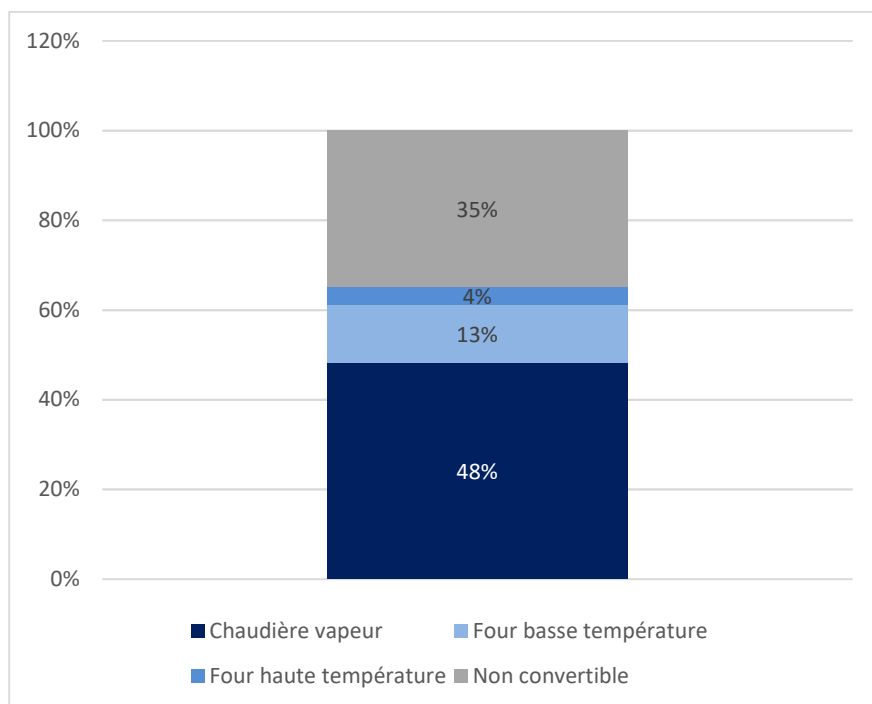


Figure 11: Répartition totale des technologies industrielles selon les types de consommations de gaz naturel

Coefficient global d'efficacité des procédés industriels au gaz naturel

En terminant, l'utilisation d'une moyenne pondérée permet de déterminer un coefficient d'efficacité global pour l'ensemble de la consommation industrielle. Un coefficient égal à 73.5% est utilisé dans l'exercice de conversion afin de représenter le portrait actuel du parc d'équipement industriel.

5. CARACTÉRISATION DES DEUX SCÉNARIOS DE CONVERSION ÉLECTRIQUE

Afin de couvrir l'étendue des possibilités des impacts d'une électrification complète du gaz naturel, deux scénarios de conversion électrique seront proposés. Premièrement, une conversion simple des équipements au gaz naturel par des équipements électriques conventionnels équivalents, utilisant la technologie résistive. En pratique, ce serait des plinthes électriques, des fournaises, et des bouilloires électriques. En second lieu, un scénario de conversion « efficace » utilisant des technologies plus avancées telles que des pompes à chaleur.

Scénario conventionnel

Le scénario conventionnel cherche à montrer les impacts d'une conversion électrique découlant d'une vision à court terme et non stratégique de la transition énergétique. En effet aucune considération n'aurait été donnée de manière à utiliser le potentiel d'efficacité énergétique des nouvelles technologies électriques ni mitiger l'impact de la conversion sur l'appel de puissance du réseau d'Hydro-Québec et la valeur de l'hydro-électricité québécoise. Représentant l'option du plus faible investissement en capital pour un client ce scénario s'inspire tout de même de la tendance historique et la culture énergétique du Québec.

Chauffage de l'eau :

Le chauffage de l'eau à l'aide d'appareils à accumulation, muni de 2 éléments électriques est très répandu au Québec. Ces équipements ont des valeurs des facteurs énergétiques uniformes (UEF) avoisinant les 90%. Toutefois, les équipements plus récents sont maintenant équipés de trois éléments de chauffe, contrôles automatisés permettant la gestion de la demande en eau chaude selon l'horaire d'occupation, et bien sûr une meilleure isolation du réservoir. Ainsi, les nouveaux chauffe-eaux à accumulation ont désormais des valeurs de facteur énergétique pouvant atteindre 95% (EIA, 2018).

Le scénario de conversion conventionnel considérera que les conversions de chauffe-eau au gaz naturel se feraient raisonnablement vers les équipements typiques les plus efficaces sur le marché, soit des équipements ayant un UEF de 95%.

Chauffage des espaces :

Au Québec, le chauffage électrique des espaces est typiquement effectué à l'aide de plinthes électriques, fournaies à air pulsé et/ou bouilloires électriques hydroniques. Le principe de fonctionnement de ces deux derniers est le suivant, l'eau ou l'air est chauffé grâce à des résistances électriques, et ensuite acheminé dans les espaces via le réseau de distribution de chaleur par des ventilateurs ou des pompes (Écohabitation, 2012). Ces équipements ont tous des coefficients de performance théorique de 100%, c'est-à-dire que pour chaque kWh utilisé par l'équipement, 1 kWh de chaleur est transféré au réseau de distribution. Il n'y a en effet aucune perte d'énergie possible via une cheminée pour les gaz d'échappement. Toutefois, un facteur d'efficacité annuel (AFUE) de 99% sera utilisé afin de considérer un minimum de pertes thermique au travers de l'enveloppe des équipements (EIA, 2018).

Chauffage des procédés :

La conversion électrique des équipements industriels fonctionnant au gaz naturel utilisera les mêmes catégories définies dans la caractérisation du parc d'équipement actuel au gaz naturel. De manière générale les équipements fonctionnant à l'électricité présentent de meilleures efficacités que les équipements au gaz naturel.

1. **Chauffage de l'eau et production de vapeur:** La production d'eau chaude et de vapeur destinée à être utilisée dans les procédés peut être réalisée à l'aide de chaudières à vapeur électrique. Bien que moins utilisées que les chaudières au gaz naturel dans le secteur industriel en raison des coûts d'opération plus élevés, ces chaudières peuvent être utilisées dans tous les segments de marché industriels. Les bouilloires électriques industrielles ont des efficacités typiques entre 92 à 96% (ASHRAE, 2016). La valeur utilisée dans le cadre de cette étude est de 95%.
2. **La chauffe à haute température et à basse température:** Les technologies à haute température comprennent les fours de fusion à résistance électriques et à induction atteignant des températures de plus de 538 °C (1000 °F). Les technologies à basse température regroupent les fours de séchage, de cuisson et de maintien, de séchoirs à infrarouge et à micro-ondes, etc. La température est généralement en dessous de 538 °C (1000 °F). Tout comme pour les équipements à combustion, l'efficacité des équipements électriques industriels varie d'une

application à une autre. Néanmoins, la littérature technique tend à indiquer que les technologies électriques présentent généralement de meilleures efficacités, pouvant varier entre 40% et 95% selon l'application. Une valeur de 70% est utilisée pour les calculs de conversion.

Coefficient global d'efficacité des procédés industriels électrifiés

De la même manière que pour les équipements fonctionnant au gaz naturel, l'utilisation d'une moyenne pondérée permet de déterminer un coefficient global d'efficacité énergétique représentant l'ensemble des procédés industriels une fois converti à des équipements électriques. Celui-ci est égal à 88,5% et est utilisé dans les deux scénarios de conversion électrique.

Scénario efficace

Dans l'objectif de présenter une vision optimiste, c'est-à-dire un scénario où la conversion des équipements au gaz naturel se ferait avec des équipements efficaces, la prochaine section de l'étude se concentrera sur les possibilités techniques d'ajout de thermopompes à air adaptées aux climats froids pour le chauffage de l'eau et des espaces. La prochaine section expliquera d'abord les enjeux liés à l'utilisation des thermopompes pour le chauffage. Ensuite, une méthodologie de calcul sera proposée afin d'analyser l'impact d'une conversion électrique au moyen d'équipements de type thermopompe associé à un système de chauffage d'appoint conventionnel.

Fonctionnement d'une thermopompe en climat froid pour le chauffage:

Une thermopompe est un équipement électrique permettant le transfert très efficace de la chaleur contenue dans un fluide, généralement de l'air ou de l'eau, d'un endroit à un autre afin de combler un besoin de chaleur et créer un agrément énergétique. En termes d'efficacité énergétique, les thermopompes ont des coefficients de performance (COP) qui varient de 150% à 400% en fonction de la température extérieure. Cette technologie est utilisée depuis plusieurs décennies au Québec et un peu partout dans le monde, il ne s'agit donc pas d'une nouvelle technologie. Par exemple, les réfrigérateurs et les climatiseurs sont des types de thermopompes fonctionnant en mode refroidissement uniquement. Dans le cas du chauffage, les thermopompes à air extraient l'énergie contenue dans l'air extérieur pendant l'hiver afin de la transférer aux espaces intérieurs ou à l'eau domestique sous forme de chaleur. (RNCAN, 2017)

Les climats froids posent une problématique à l'utilisation des thermopompes à air pour le chauffage. En effet, lorsque la température extérieure diminue entre -5 et -15 degrés Celsius l'efficacité avec laquelle les thermopompes déplacent la chaleur de l'extérieur vers l'intérieur diminue rapidement. Découlant de cette perte d'efficacité, la capacité des équipements à transférer la chaleur diminue également, c'est-à-dire que pour la même quantité d'énergie utilisée par le compresseur de la thermopompe, une quantité plus faible de chaleur est transférée aux espaces à chauffer. De ce fait, les équipements sont généralement mis à l'arrêt lorsque les températures atteignent -12 degrés Celsius, car la chaleur délivrée ne permet plus de couvrir les besoins de chauffage et l'utilisation inefficace du compresseur engendre une usure accélérée des équipements. De ce fait, il est absolument nécessaire d'utiliser un chauffage d'appoint lors de températures froides.

Néanmoins, de récentes avancées technologiques dans le domaine des thermopompes ont permis à des équipements spécialement conçus pour fonctionner en climat froid à apparaître sur le marché canadien. En effet, ces nouveaux équipements permettent un fonctionnement relativement efficace des thermopompes jusqu'à une température d'environ -20 degrés Celsius. (NRCan, 2014). La section suivante met en lumière les éléments clefs de la performance de ces équipements en ce qui a trait à la variation du coefficient de performance et de la variation de la capacité de ce type d'équipement en fonction de la température extérieure. Ces constats forgent les hypothèses du scénario de conversion efficace.

Paramètres clefs de la performance des thermopompes pour climat froid

Deux paramètres clefs seront discutés ici, soit le coefficient de performance (COP) en fonction de la température extérieure et la capacité des équipements en fonction de la température extérieure. À l'aide de ces deux paramètres, il sera possible de réaliser un calcul estimatif raisonnable de la quantité d'énergie de chauffage au gaz naturel pouvant être convertie à haute efficacité par un équipement électrique de type thermopompe.

Coefficient de performance (COP) des thermopompes pour climat froid

Une étude de Ressource naturelle Canada publiée en 2014 a mesuré empiriquement la relation entre la température extérieure et le coefficient de performance des thermopompes à air pour

climat froid. Au cours de la période de référence, la thermopompe a été en fonctionnement en tout temps, et ce même jusqu'à une température extérieure de -21 degrés Celsius.

La figure ci-dessous montre en rouge la relation entre le coefficient de performance (COP) et la température extérieure au cours de cette même période de référence. On y remarque que sur la plage de température de 5 à -21 degrés Celsius, le COP varie respectivement de 300% 150% (Kegel, Sager, Thomas, Giguere, & Sunye, 2017).

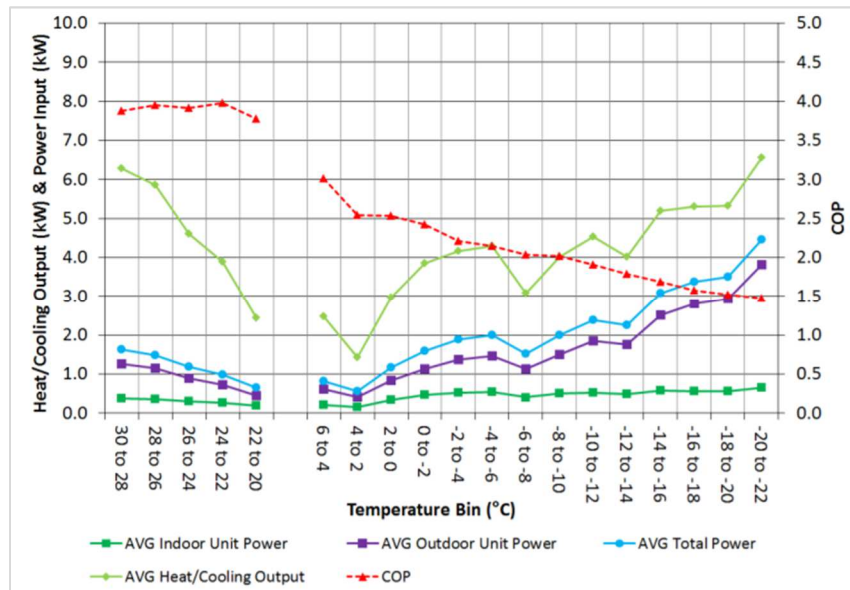


Figure 12: Variation du Coefficient de performance (COP) en fonction de la température extérieure (Kegel, Sager, Thomas, Giguere, & Sunye, 2017)

Le scénario efficace utilisera la relation entre la température moyenne mensuelle et le COP de la figure précédente afin déterminer l'efficacité moyenne du chauffage thermodynamique pour chacune des périodes mensuelles.

Capacité des thermopompes et contribution du chauffage d'appoint électrique

Une autre étude, celle-ci publiée par le Center for Energy and Environment aux États-Unis a mis en lumière la relation entre la température extérieure et la part du chauffage devant être fournis par un système de chauffage d'appoint en présence d'une thermopompe à air pour climats froids (Center for Energy and Environment, 2016). L'analyse de ce paramètre permettra de déterminer pour chaque période mensuelle la portion énergétique moyenne de chauffage pouvant être

convertie à haute efficacité, mais également la part du chauffage qui pourra seulement être convertie à un chauffage conventionnel, tel que décrit dans la caractérisation du scénario de conversion conventionnelle.

La figure suivante montre en noir la quantité d'énergie fournie par un système de chauffage conventionnel permettant de combler 100% des besoins de chauffage. La courbe en jaune montre la consommation de la thermopompe pour climat froid, tandis que la courbe en mauve montre la consommation du chauffage d'appoint en présence de la thermopompe.

Les relations empiriques observées sur la figure ci-dessous mettent en lumière qu'une thermopompe permet une contribution minimale du chauffage d'appoint sur la plage de température s'étendant approximativement de 10 degrés Celsius à -7 degrés Celsius. Ensuite, le chauffage d'appoint prend le relais rapidement alors que la capacité et le coefficient de performance de la thermopompe diminuent en fonction de la température extérieure, jusqu'à environ -18 degrés Celsius, moment auquel la thermopompe est mise à l'arrêt et le chauffage conventionnel prend 100% de la charge de chauffage du système.

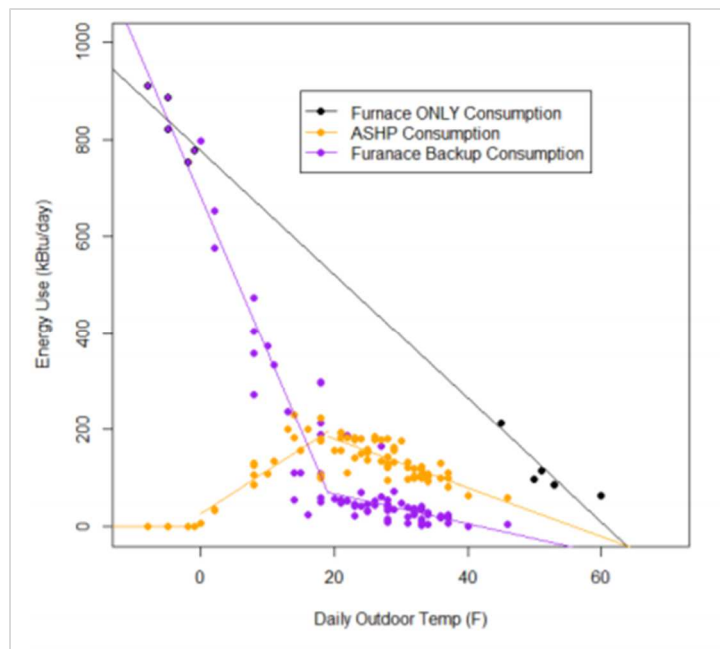


Figure 13: Relation entre la part du chauffage d'appoint et la température extérieure

(Center for Energy and Environment, 2016)

Chauffage de l'eau et des espaces

En ce qui concerne le chauffage de l'eau et des espaces, il existe déjà à l'heure actuelle des équipements dans les segments de marchés résidentiels et commerciaux utilisant les technologies mettant de l'avant la haute efficacité du transfert de chaleur thermodynamique. Parmi ces équipements on retrouve notamment les chauffe-eaux thermodynamiques et les thermopompes air-air. Bien que l'utilisation des thermopompes spécialement conçue pour les climats froids permette d'atténuer la problématique de la perte d'efficacité et de capacité liées à ces technologies, le tableau suivant montre que les températures hivernales minimales descendent nettement sous la barre des -20 degrés Celsius. De ce fait, l'utilisation d'un chauffage d'appoint couvrant l'entièreté des besoins en chauffage reste absolument nécessaire au Québec et il est considéré dans le cadre de cette étude que les chauffe-eau et chaudières au gaz naturel seront remplacés par des équipements thermodynamiques avec appoint électrique conventionnel.

Tableau 3: Facteurs principaux influençant la conversion efficace des usages du gaz naturel avec appoint électrique conventionnel

Mois	Température minimum mensuelle* (Degrés C)	Température moyenne mensuelle* (Degrés C)	Chauffage d'appoint électrique (%)	COP (%)
Janvier	-29,5	-9.5	41%	202%
Février	-31,6	-8.2	35%	209%
Mars	-22,7	-4.4	19%	228%
Avril	-15,2	2.3	2%	273%
Mai	-3,2	12.0	0%	370%
Juin	4,0	16.8	0%	400%
Juillet	11,8	20.2	0%	400%
Août	8,4	19.4	0%	400%
Septembre	3,2	15.5	0%	400%
Octobre	-3,8	7.9	0%	329%
Novembre	-17.6	-0.2	7%	249%
Décembre	-29.8	-8.7	37%	206%

*Données climatiques historiques tirées du site web du Gouvernement du Canada (Gouvernement du Canada, 2019)

Chauffage des procédés

Pour la conversion électrique efficace du chauffage dans les procédés industriels, il est improbable d'envisager une transition majeure vers des équipements utilisant les technologies de thermopompes. Bien qu'il existe certaines applications pour des thermopompes à haute performance, notamment lorsqu'elles sont alimentées par des rejets liquides à basse température tels que des eaux de lavages de pièces, les coûts très élevés d'acquisition, ainsi que la nécessité d'opérer et entretenir plusieurs équipements permettant d'atteindre les températures désirées dans un même procédé pourrait poser un frein majeur à l'implantation de la technologie efficace. Le scénario de conversion efficace ne considérera donc pas l'impact de ces applications de récupération de chaleur et le coefficient global d'efficacité énergétique des procédés industriels électrifiés sera utilisé tel que dans le scénario de conversion conventionnelle.

6. IMPACTS ÉNERGÉTIQUES DE LA CONVERSION DU GAZ NATUREL

La section suivante présentera premièrement les résultats des scénarios décrits précédemment, ainsi que l'impact énergétique sur le réseau d'Hydro-Québec une fois la conversion des usages du gaz naturel effectuée. Il est important de rappeler ici que les volumes de gaz naturel considérés comme non convertibles sont ceux dont l'usage est non énergétique (8%), ainsi que ceux pour lesquels la conversion électrique n'est pas techniquement envisageable (13%). Ainsi, 21% de la consommation totale de gaz naturel, essentiellement localisé au sein des grandes entreprises industrielles du marché VGE ne seront pas représentés au sein des scénarios de conversion électrique présentés dans cette section.

Résultats du scénario de conversion électrique conventionnelle

La figure suivante montre le profil mensuel de la consommation du distributeur de gaz naturel une fois tous les équipements convertis à une source électrique selon les paramètres du scénario de conversion conventionnel.

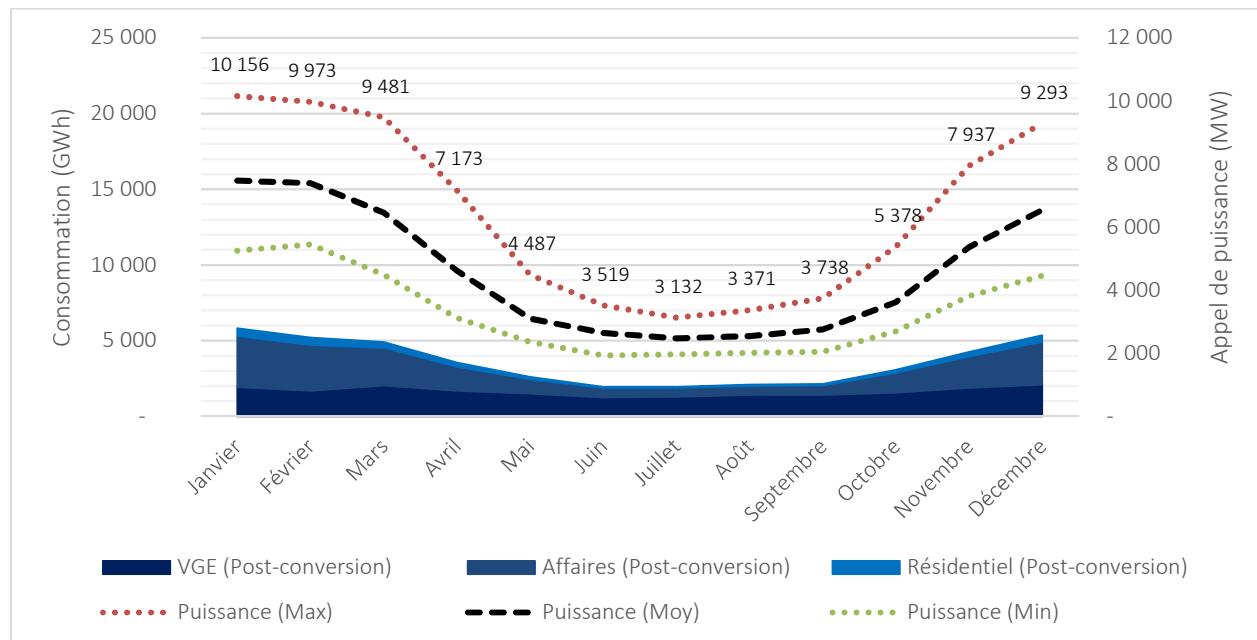


Figure 14: Résultats du scénario de conversion électrique conventionnelle

Premièrement, bien que la conversion électrique conventionnelle entraîne une réduction de 79% de la consommation de gaz naturel au Québec, elle engendre également une consommation supplémentaire d'énergie électrique sur le réseau d'Hydro-Québec d'environ 43,1 TWh annuellement. Cette quantité représente une augmentation de près de 25,6 % de la consommation électrique annuelle à l'échelle de la province par rapport aux prévisions d'Hydro-Québec Distribution pour l'année 2017. Malgré cette hausse de la consommation d'électricité, le bilan énergétique de la conversion met en lumière la réalisation de 7,2 TWh d'économies d'énergie en raison de la meilleure efficacité des équipements de chauffage électrique. En effet, l'efficacité de conversion globale du scénario conventionnel est d'environ 15% sur l'ensemble des volumes de gaz naturel identifiés comme convertibles.

Deuxièmement, la conversion de la consommation horaire de gaz naturel entraînerait un appel de puissance maximal de 10 156 MW lors des périodes de pointes hivernales. À titre indicatif, cette puissance représenterait l'équivalent de la capacité de production maximale de 6,5 fois le complexe hydroélectrique de la Romaine qui est d'une puissance installée de 1550 MW (Hydro-Québec, 2007).

La figure suivante montre l'impact du scénario de conversion électrique conventionnel une fois l'énergie et l'appel de puissance transférés sur le réseau d'Hydro-Québec.

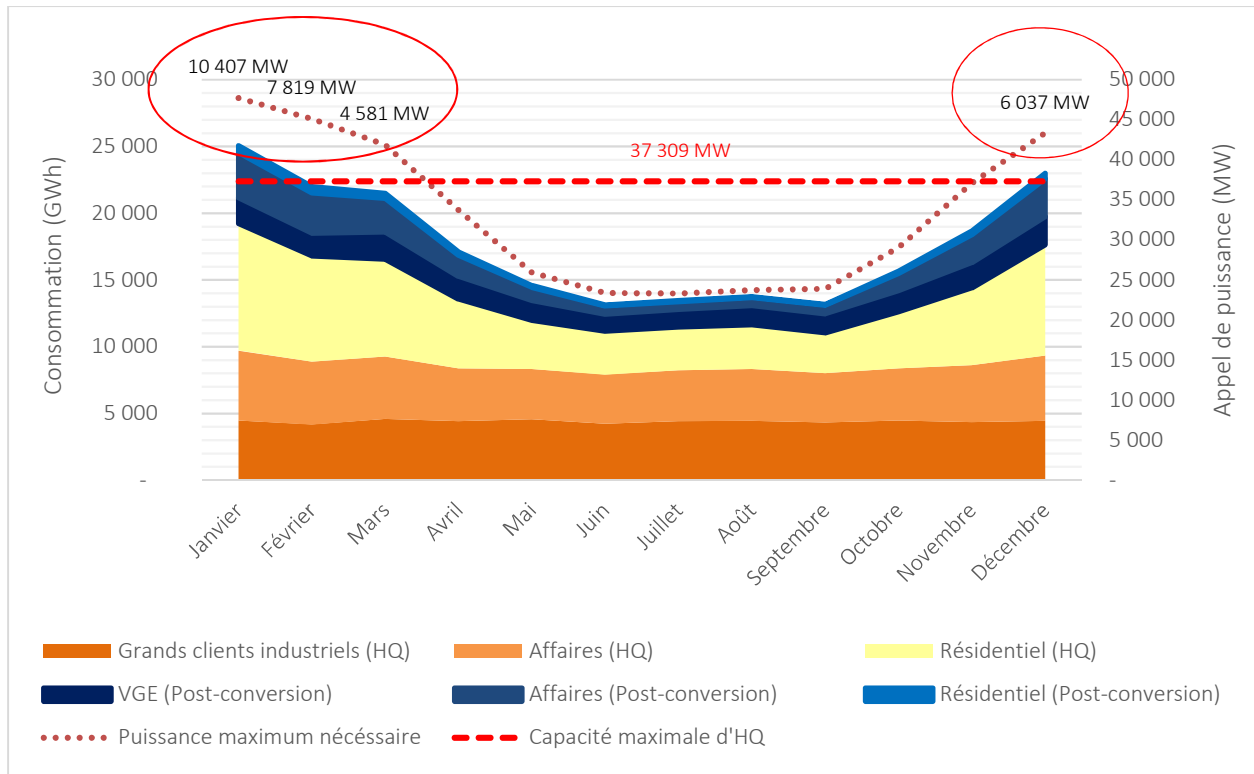


Figure 15: Impacts de la conversion électrique conventionnelle sur le réseau électrique d'Hydro-Québec

L'analyse visuelle montre essentiellement qu'il y aurait un déficit de puissance important sur le réseau d'Hydro-Québec sur la période allant de décembre à mars, générant un manque à gagner maximal de 10 407 MW pour la période du mois de janvier. Également, l'ajout des 43,1 TWh annuels d'énergie électrique issue de la conversion fera grimper le besoin de fourniture électrique d'Hydro-Québec à 211,3 TWh annuels.

Résultats du scénario de conversion électrique efficace

La figure suivante montre le profil mensuel de la consommation mensuelle de gaz naturel lorsque tous les équipements et usages auraient été convertis à une source électrique, selon les paramètres du scénario de conversion efficace.

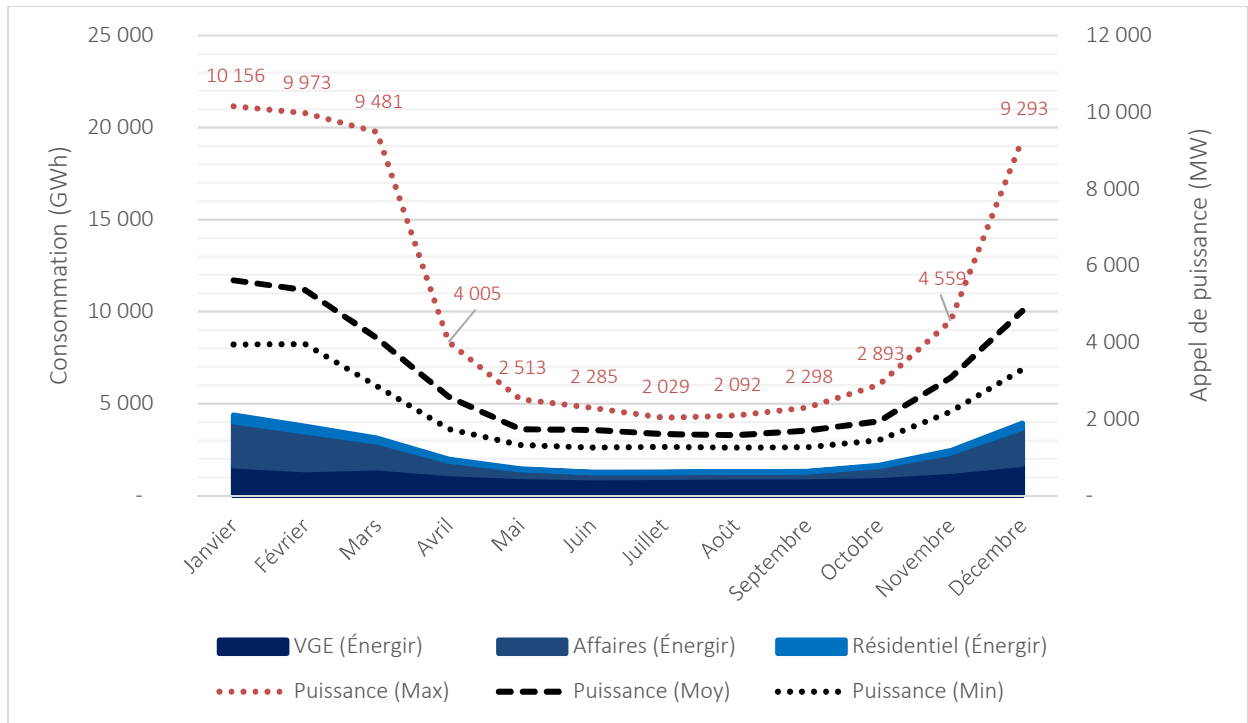


Figure 16: Résultats du scénario de conversion électrique conventionnelle

Tout comme pour le scénario conventionnel, le scénario efficace entraîne une réduction de 79% de la consommation de gaz naturel au Québec. Toutefois ce scénario permet la réalisation d'économies d'énergie de l'ordre de 45% annuellement sur les usages de chauffage, soit une quantité d'énergie d'environ 22,4 TWh. La quantité d'électricité supplémentaire à fournir par le réseau d'Hydro-Québec s'élèverait alors à environ 27,8 TWh, soit une augmentation de seulement 16,6 % de la consommation électrique annuelle à l'échelle de la province par rapport aux prévisions d'Hydro-Québec Distribution pour l'année 2017.

La figure précédente montre également que l'appel de puissance lors de la période hivernale de décembre à mars est nettement plus élevé, et affiche une discontinuité avec la tendance des autres mois. Cette discontinuité est attribuable au fait que les technologies efficaces des thermopompes cessent de fonctionner à des températures en dessous de -20 °C. Pour ces périodes, la pointe électrique hivernale doit être entièrement comblée par du chauffage électrique conventionnel, cela résulte en une demande électrique maximale identique à celle du scénario de conversion conventionnelle. Bien que l'efficacité des thermopompes permette d'importantes économies d'énergie en fonction de la température extérieure moyenne, il reste très problématique que la

perte d'efficacité, et l'arrêt complet des thermopompes en période hivernale coïncident avec la période où la consommation de gaz naturel est la plus importante.

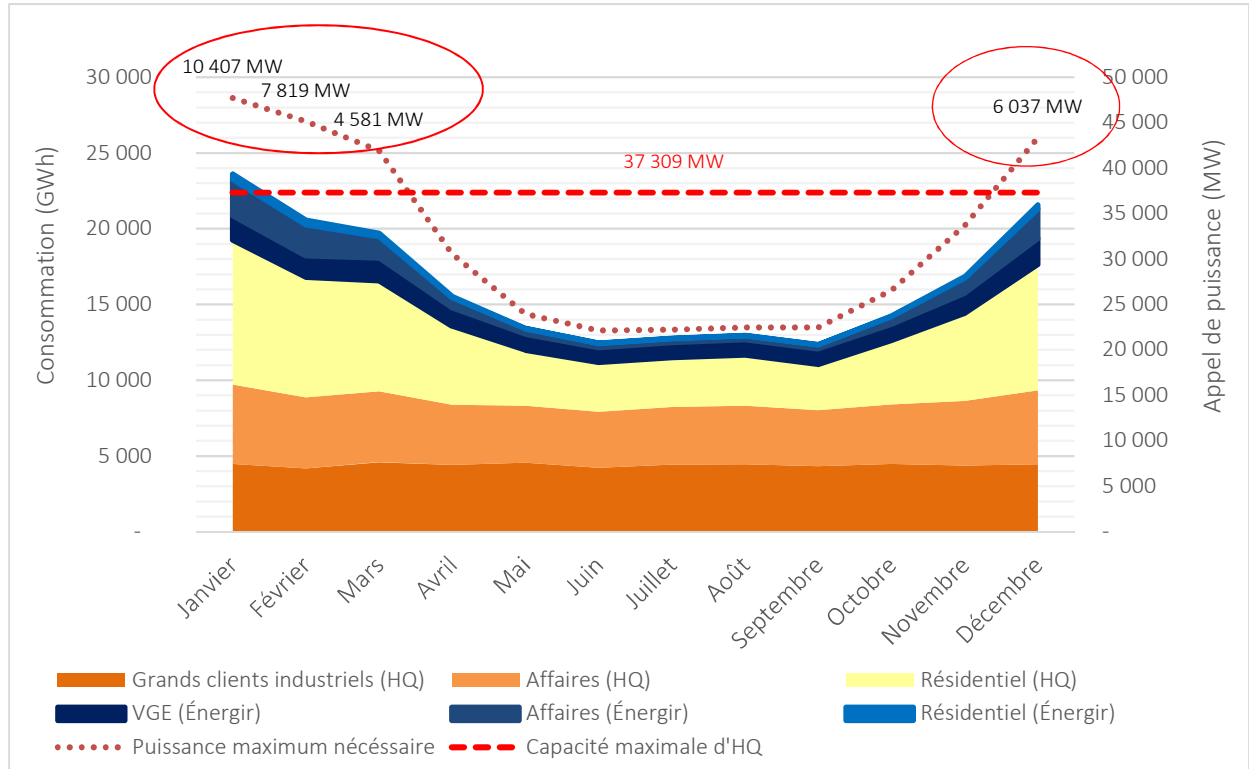


Figure 17: Impacts de la conversion efficace sur le réseau électrique d'Hydro-Québec

La figure précédente montre l'impact du scénario de conversion efficace une fois l'énergie et l'appel de puissance du réseau gazier transférés sur le réseau d'Hydro-Québec. L'analyse visuelle montre que malgré une réduction significative de la consommation d'énergie, la problématique du déficit en puissance demeure importante sur le réseau d'Hydro-Québec, avec un manque à gagner maximal de 10 407 MW pour la période du mois de janvier. Également, l'ajout des 27,8 TWh annuels d'énergie électrique issue de la conversion fera grimper le besoin de fourniture électrique d'Hydro-Québec à 195,9 TWh/an.

7. IMPACTS ÉCONOMIQUES DE LA CONVERSION DES USAGES DU GAZ NATUREL

Cette section discute des impacts économiques liés à la conversion des usages du gaz naturel de manière à fournir un ordre de grandeur des coûts pour chacun des deux scénarios de conversion électrique. Trois types d'impacts économiques ont été considérés : les coûts différentiels de la fourniture énergétique selon les grilles tarifaires de 2017, les coûts de conversion des équipements au gaz naturel vers des équipements électriques et les coûts de mise à niveau du réseau électrique sur le territoire du Québec. Les sections suivantes définiront de manière plus détaillée les paramètres et hypothèses influençant ces impacts économiques :

Estimation du différentiel de coûts de la fourniture énergétique

Si le gaz naturel est aujourd'hui considéré comme pratiquement à parité économique avec l'électricité en ce qui concerne le chauffage des espaces et de l'eau chaude dans le secteur résidentiel (La Presse, 2017), la situation diffère au sein des autres secteurs. En effet, les structures tarifaires d'Hydro-Québec pour les secteurs commerciaux, institutionnels et industriels pénalisent lourdement les clients qui provoquent d'importants pics d'appels de puissance sur le réseau par rapport à leur profil de consommation moyenne. Cette situation survient notamment lors des périodes de chauffages si la consommation d'électricité n'est pas contrôlée adéquatement. Ainsi, l'avantage économique est souvent en faveur du gaz naturel pour ces segments en ce qui concerne les usages mentionnés précédemment.

Le différentiel de coûts de la fourniture énergétique représente la différence entre les montants qui aurait été déboursée pour la fourniture en gaz naturel originale et les montants que représenterait un approvisionnement équivalent en électricité à la suite de la conversion électrique du chauffage des espaces, de l'eau et des procédés.

Afin de réaliser cet exercice, les hypothèses suivantes ont été considérées :

- Les montants représentant la nouvelle fourniture électrique tiennent compte de l'efficacité de conversion des usages du gaz naturel tels que définis dans les deux scénarios de conversion du gaz naturel.
- Les montants représentant la nouvelle fourniture électrique ne représentent que la portion de chauffage qui a été convertie dans le cadre des deux scénarios de conversion du gaz naturel et en aucun cas la facture totale du client moyen.
- Aucun impact sur le coût de l'électricité n'est considéré en lien avec une hausse de la demande globale d'électricité sur le marché québécois.
- Aucun impact sur le coût de l'électricité n'est considéré pour un client moyen en lien avec la potentielle diminution de son facteur d'utilisation.
- En raison des volumes de gaz naturel identifiés comme non convertibles, la quantité totale d'énergie qui est considérée dans la nouvelle fourniture électrique représente 79% de la fourniture du distributeur de gaz naturel en 2017.

Les coûts de la fourniture initiale de gaz naturel sont obtenus en multipliant les volumes totaux de gaz naturel du distributeur pour l'année 2017 par les taux unitaires de la grille tarifaire de l'année correspondante. Les taux unitaires sont ajustés de manière à simuler les coûts moyens pour chaque segment de marché à l'étude selon la structure tarifaire du distributeur.

Les coûts de la fourniture électrique sont obtenus de manière similaire, toutefois en utilisant les consommations énergétiques résultant des deux scénarios de conversion précédemment définis. Dans ce cas-ci, les taux moyens de chaque segment de marché sont déterminés à l'aide des valeurs moyennes tirées du rapport d'Hydro-Québec concernant la comparaison du prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines (Hydro-Québec, 2017).

Le tableau suivant illustre de manière compréhensive les taux unitaires utilisés dans la réalisation de l'exercice décrit précédemment :

Tableau 4: Taux unitaires utilisés dans le cadre de l'estimation du différentiel de coûts de la fourniture énergétique

Segments de marché	Taux moyen Gaz naturel (\$/GJ)	Taux moyen Électricité (\$/GJ)
Résidentiel	16,36	21,44
Affaire	12,88	28,58
Industriel	6,66	14,47

Estimation des coûts supplémentaires de conversion électrique par rapport au coût de remplacement à neuf

En raison des grandes variations qui existent au niveau des dimensions et de la complexité des installations existantes, les coûts de conversion des équipements de chauffage au gaz naturel peuvent grandement varier d'un client à un autre, ainsi que d'un segment de marché à un autre. De ce fait, il est difficile de déterminer avec précision les surplus de coûts qu'entraînerait la conversion électrique des équipements au gaz naturel d'une installation par rapport à un typique remplacement à neuf des appareils en fin de vie utile. Ainsi, il importe de souligner que l'exercice suivant se limitera à identifier un ordre de grandeur raisonnable des coûts supplémentaires que pourrait représenter la conversion électrique pour l'ensemble des clients du distributeur de gaz naturel. À cet effet, les hypothèses simplificatrices suivantes ont été posées:

1. Les coûts de conversion sont déterminés pour un client moyen au sein de chacun des segments vocationnels et ensuite multipliés par le nombre de clients correspondant à ces mêmes segments afin d'obtenir les coûts totaux.
2. Les coûts de conversion pour les équipements de chauffage des espaces et de l'eau sont déterminés en fonction de la consommation annuelle du client moyen.
 - a. Les coûts de conversion sont basés sur les données du logiciel *RMeans Online*, un logiciel d'estimation des coûts de construction.

- b. Les coûts de conversion incluent le coût du démantèlement des anciens appareils au gaz naturel, le coût des nouveaux équipements, le coût des matériaux nécessaires à l'installation, ainsi que le coût de la main-d'œuvre.
 - c. Les coûts de conversion du scénario conventionnel comprennent le remplacement des équipements au gaz naturel par des appareils électriques équivalents de technologie résistive. (Par exemple, une fournaise au gaz naturel serait convertie vers une fournaise électrique, et non à un système de plinthes électriques.)
 - d. Les coûts de conversion du scénario efficace comprennent les coûts de la conversion conventionnelle reliés au chauffage de l'air ainsi que l'ajout des coûts reliés à l'installation d'appareil de chauffage de l'air et de l'eau fonctionnant avec des thermopompes air/air de capacités totales équivalentes au besoin de chauffage généré par la portion efficace de la consommation électrique du scénario efficace.
3. De manière à présenter une situation de conversion réaliste, les coûts évités reliés au remplacement des équipements de chauffage au gaz naturel sont retranchés des coûts totaux de la conversion de manière à ce que ceux-ci représentent uniquement les dépenses supplémentaires engendrées par la conversion électrique des équipements de chauffage.
4. Selon les données statistiques 2018 de l'EIA, les équipements au gaz naturel sont approximativement 2 à 3 fois plus chers que leur équivalent électrique (EIA, 2018). Bien que les équipements au gaz naturel soient généralement plus chers à l'achat que leur équivalent électrique, l'ensemble des coûts de l'électrification du chauffage, comprenant l'achat des appareils électriques, mais aussi les étapes de construction supplémentaires telles que le démantèlement des conduites pour l'acheminement du gaz naturel, le démantèlement des conduites d'évacuation des fumées de combustion, les travaux de branchements électriques, les frais de matériaux et de main d'œuvre supplémentaires font augmenter les coûts totaux de l'électrification au-delà des coûts d'un remplacement à neuf des équipements de chauffage au gaz naturel.
5. L'état actuel des données et recherches publiées concernant les coûts d'électrification des équipements industriels n'est comparable à celui des secteurs Résidentiel et Commercial.

En effet, la littérature technique consultée n'a pas permis d'identifier des coûts de conversion pour les procédés spécifiquement. Étant donné que près de 50% de la consommation des procédés est effectuée à l'aide de la technologie des bouilloires à vapeur, une extrapolation des coûts d'électrification d'une bouilloire à vapeur commerciale a été utilisée afin de représenter l'ensemble de la consommation industrielle associée aux procédés convertibles. Les coûts présentés pour les procédés devraient donc être utilisés avec prudence et être considérés comme une valeur minimum pour l'électrification des procédés.

6. Finalement, les montants représentant les surplus totaux de conversion sont annualisés sur une période de 20 ans à un taux d'actualisation de 7%, de manière à représenter un remplacement progressif du parc d'équipement et pouvoir être intégrés facilement avec les autres impacts économiques considérés au sein de cette section de l'étude.

Tableau 5: Coûts supplémentaires moyens de la conversion des équipements au gaz naturel

Marché	Segmentation	Nombre de clients	Consommation du client moyen (m ³)	Coûts supplémentaires de la conversion conventionnelle (\$)	Coûts supplémentaires de la conversion efficace (\$)
Résidentiel	Résidentiel (1 à 3 logements)	132 585	2 348 m ³	726 \$	11 006 \$
Affaires	Locatif résidentiel (4 à 9 logements)	3 069	13 508 m ³	3 117 \$	63 759 \$
	Locatif résidentiel (10 logements et plus)	4 750	49 759 m ³	16 349 \$	195 281 \$
	Bâtiments commerciaux et institutionnels (Affaires)	57 772	24 891 m ³	42 157 \$	115 400 \$
	Moyenne industrie (PME, agriculture, foresterie, construction)	7 912	64 911 m ³	83 623 \$	196 841 \$
VGE	Bâtiments commerciaux et institutionnels (VGE)	98	6 398 743 m ³	3 994 328 \$	22 014 993 \$
	Grande industrie (Mines, pétrochimie, métallurgie)	199	8 091 174 m ³	5 455 692 \$	11 608 310 \$
Total	-	206 385	6 038 121 501 m³	4 757 701 533 \$	15 274 241 463 \$

Estimation des coûts de mise à niveau sur le réseau électrique

Il va de soi que l'ajout d'une capacité de production électrique de l'ordre de 10 400 MW, entraînerait d'importants travaux de mise à niveau sur le réseau actuel d'Hydro-Québec. Les impacts économiques découlant de ces ajustements majeurs peuvent se classer en trois catégories, soit les coûts de mise à niveau de la capacité de production électrique en puissance, les coûts de mise à niveau sur le réseau de transport à haute tension reliant les sites de production énergétique aux lieux de consommation et finalement les coûts de mise à niveau sur le réseau de distribution. Pour les fins de cette étude, les coûts de mise à niveau seront basés sur les signaux de coûts évités de long terme d'Hydro-Québec ainsi que de la puissance additionnelle maximale requise sur le réseau découlant des résultats des deux scénarios de conversion des usages du gaz naturel vers l'électricité.

La définition du concept économique de « Coût évité » est la mesure du coût associé à une variation à la marge de la demande, à partir d'un bilan offre-demande. Cette définition s'applique à la fourniture d'électricité, mais également au transport et à la distribution. Si un nouvel approvisionnement de long terme est requis, car le déséquilibre est durable et plus important, le coût de cet approvisionnement est qualifié de coût évité de long terme. En d'autres mots, le « coût évité » est une estimation du coût qui serait engendré pour Hydro-Québec si ce dernier devait investir son capital dans la construction de nouvelles infrastructures telles que des barrages hydro-électriques, des lignes de transports haute tension, et des postes de distribution de manière à répondre à une augmentation à long terme de la demande en électricité et en puissance électrique sur le territoire du Québec. De plus, la perspective de « long terme » signifie qu'Hydro-Québec ne pourrait pas répondre à cette augmentation marginale de la demande en achetant cette énergie chez nos voisins canadiens et américains, ou en libérant de la puissance au moyen de stratégies de gestion de la puissance.

Tels que proposé par Hydro-Québec Distribution et basé les coûts moyens de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de 2015 pour un bloc d'approvisionnement électrique de 500 MW (Hydro-Québec, 2018), le signal de coûts évités de long terme pour l'approvisionnement en puissance s'élève à 112,00 \$/kW-an. Également, les signaux de coût évités en transport et distribution sont respectivement de 50,07 \$/kW-an et de 18,12 \$/kW-an. Il importe

ici de nuancer que ces signaux de coûts évités sont pour les projets les moins chers visant à combler un besoin de 500 MW. Étant donné que les besoins en puissance issus des scénarios de conversion sont de l'ordre de grandeur de 10 400 MW, les projets et infrastructures nécessaires seraient fort probablement beaucoup plus chers. Les valeurs de coûts évités présentées sont très certainement minimales et optimistes.

Le tableau suivant résume les hypothèses en lien avec les coûts de mise à niveau du réseau électrique utilisé dans le cadre de cette étude :

Tableau 6: Résumé des hypothèses en lien avec les coûts de mise à niveau du réseau électrique

Signaux de coûts évités	\$/kW-an
Puissance	112,00
Transport	50,07
Distribution	18,12
Total	180,19

Analyse des scénarios de conversions

Cette section présente les tendances et faits saillants mis en évidence par l'évaluation des impacts économiques dans les deux scénarios de conversion des usages du gaz naturel proposés, ainsi qu'une analyse comparative entre les deux scénarios. L'analyse discute des résultats pour les trois catégories d'impacts économiques évalués dans le cadre de cette étude, soit les coûts de mise à niveau sur le réseau électrique, les coûts supplémentaires de la conversion électrique des équipements au gaz naturel, et les coûts supplémentaires de la fourniture électrique.

Il est nécessaire à ce stade d'apporter la précision que si les coûts supplémentaires de la conversion des équipements et de la fourniture électrique doivent être assumés par les clients du réseau gazier qui se convertissent à l'électricité, les coûts de mise à niveau du réseau électrique devront

vraisemblablement être supportés par l'ensemble des clients d'Hydro-Québec. La discussion d'ordre réglementaire au sujet de l'attribution des coûts tombe hors de la portée de la présente étude. De ce fait, les coûts discutés ici seront présentés comme des impacts économiques globaux pour la société québécoise.

Résultats du scénario de conversion électrique conventionnelle

L'estimation du coût économique pour la société québécoise du scénario de conversion conventionnelle se situe à 3 798 M\$/an sur une période de 20 ans, et se compose, en ordre d'importance, des coûts de mise à niveau du réseau électrique d'Hydro-Québec pour 1 875 M\$/an, suivi des coûts additionnels de la fourniture en électricité pour 1 474 M\$/an et finalement des coûts supplémentaires de la conversion électrique des équipements de chauffage pour 449 M\$/an.

Tableau 7: Impacts économiques du scénario de conversion électrique conventionnelle

-	-	A*	B	C = (B-A)	D	E	C+D+E**
Marchés	Nombre de clients	Ventes de Gaz naturel convertible (M\$)	Ventes d'électricité après conversion (M\$)	Coûts supplémentaires de la fourniture électrique (M\$/an)	Coûts supplémentaires annualisés de la conversion électrique (M\$/an)	Coûts de mise à niveau réseau électrique (M\$/an)	Total
Résidentiel	132 585	193	213	20	9	1 875	654
Affaires	73 503	1 088	2 068	980	301		1 906
VGE	297	564	1 038	474	139		1 239
Total	206 385	1 845	3 320	1 474	449	1 875	3 798
				39%	12%	49%	100%

*Les ventes de gaz naturel convertible sont calculées à partir des volumes convertibles identifiés, ainsi que du coût total moyen pour les différents segments de marché analysés

**Les montants des colonnes C et D représentent un impact seulement pour les clients gaziers qui se convertissent alors que le montant de la colonne E serait réparti à l'ensemble de la clientèle d'Hydro-Québec.

Comme expliqué précédemment, les coûts de mise à niveau sur le réseau électrique sont directement liés à la puissance supplémentaire nécessaire permettant de combler le manque à

gagner sur les usages de chauffage en hiver en termes de capacité de production, transport, distribution. Ceux-ci sont ensuite distribués à parts égales sur les 3 segments de marché.

Dans ce scénario, l'impact du différentiel de prix entre le gaz naturel et l'électricité est un facteur d'influence important. En effet, malgré un gain global de 15% en efficacité énergétique sur l'ensemble des consommations de chauffage, les segments affaires et VGE verraient leur facture augmenter respectivement de 90% et 84%. Le secteur résidentiel serait moindrement affecté, avec une augmentation de seulement 10% attribuable à la moindre différence de prix entre l'électricité et le gaz naturel dans le secteur de la consommation résidentielle.

Les coûts de conversion électrique des clients ne représentent seulement que 12% des impacts économiques évalués dans ce scénario, ces coûts sont significativement amoindris du fait que les équipements de chauffage au gaz naturel sont généralement 1,5 à 2 fois plus chers que les équipements de chauffage électrique. C'est-à-dire qu'il existe un coût d'opportunité négatif sur l'achat des équipements électrique ce qui réduit l'impact économique de la conversion électrique des équipements de chauffage par rapport au remplacement à neuf du parc d'équipement au gaz naturel.

Résultats du scénario de conversion électrique efficace

L'estimation représentant le coût économique pour la société québécoise du scénario de conversion efficace se situe à 3 534 M\$/an amorti sur une période de 20 ans, et se compose des mêmes coûts de mise à niveau du réseau électrique pour 1 875 M\$/an, suivis cette fois-ci des coûts supplémentaires de la conversion électrique efficace des équipements de chauffage pour 1 442 M\$/an et finalement des coûts additionnels de la fourniture en électricité pour 217 M\$/an.

Tableau 8: Impacts économiques du scénario de conversion électrique efficace

		A*	B	C = (B-A)	D	E	C+D+E**
Marchés	Nombre de clients	Ventes de Gaz naturel convertible (M\$)	Ventes d'électricité après conversion (M\$)	Coûts supplémentaires de la fourniture électrique (M\$/an)	Coûts supplémentaires annualisés de la conversion électrique (M\$/an)	Coûts de mise à niveau réseau électrique (M\$/an)	Total
Résidentiel	132 585	193	112	-81	138	1 875	682
Affaires	73 503	1 088	1 170	81	882		1 589
VGE	297	564	780	216	422		1 263
Total	206 385	1 845	2 062	217	1 442	1 875	3 534
				6%	41%	53%	100%

*Les ventes de gaz naturel convertible sont calculées à partir des volumes convertibles identifiés, ainsi que du coût total moyen pour les différents segments de marché analysés

**Les montants des colonnes C et D représentent un impact seulement pour les clients gaziers qui se convertissent alors que le montant de la colonne E serait réparti à l'ensemble de la clientèle d'Hydro-Québec.

Il peut sembler surprenant que les coûts de mise à niveau du réseau électrique soient identiques pour les 2 scénarios, toutefois, comme expliqué dans les sections précédentes, les équipements utilisant les technologies efficaces doivent être mis à l'arrêt lors des périodes de grand froid. Durant ces périodes, les besoins de chaleur sont comblés à partir d'équipements résistifs et la demande électrique maximale résultante est telle qu'évaluée dans le scénario de conversion conventionnelle. L'installation d'équipements de chauffage efficace en plus des équipements de chauffage conventionnels devant être en place afin d'assurer les courtes périodes de grands froids explique les coûts supplémentaires de 993 M\$/an par rapport au premier scénario pour l'impact de la conversion des équipements des clients.

Dans ce scénario, l'implémentation de technologies de chauffage efficaces entraîne une réduction globale de la consommation énergétique d'environ 45%, diminuant ainsi grandement l'influence du différentiel de prix de l'énergie sur l'impact économique de la fourniture en électricité. En effet, les clients du secteur résidentiel verraient leurs factures de chauffage diminuer de près de 42%, tandis que la facture des clients Affaires n'augmenterait que de 7%. En raison des usages non

convertibles et de l'absence de technologies efficaces pour le chauffage des procédés, les coûts de fournitures électriques du secteur VGE augmenteraient de 38%.

Analyse comparative des deux scénarios de conversion

La figure suivante illustre les différences de distribution des coûts économiques entre les deux scénarios de conversion électrique des usages du gaz naturel.

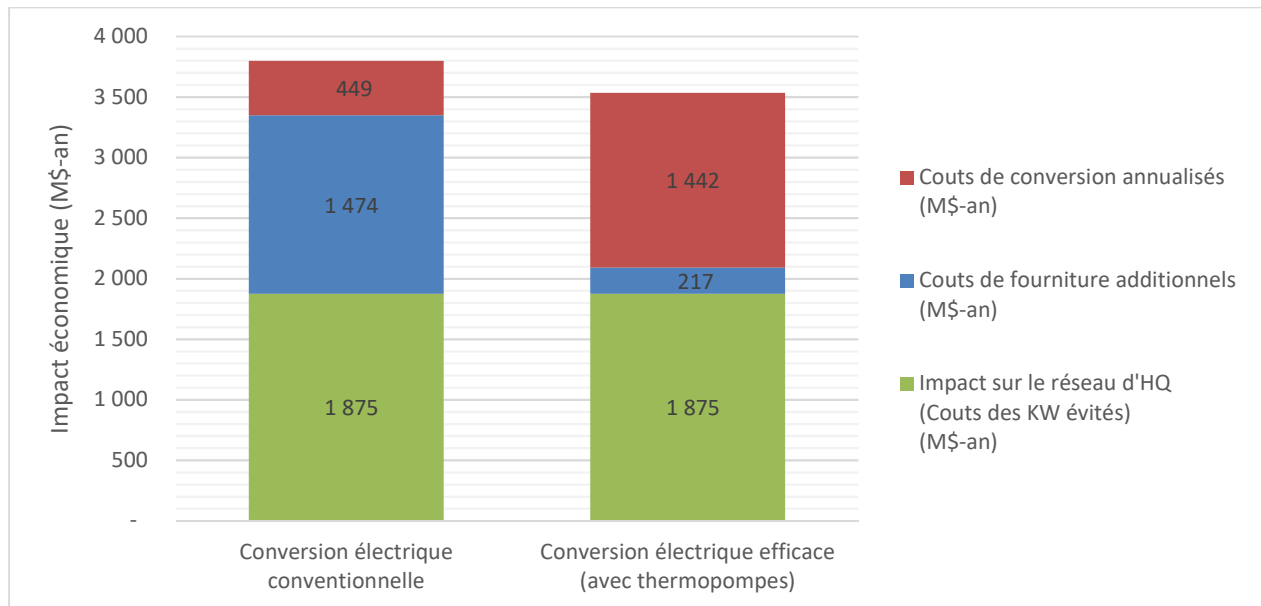


Figure 18: Analyse comparative des scénarios de conversion électrique

On observe premièrement que les ordres de grandeur respectifs des coûts économiques sont similaires d'un scénario de conversion à l'autre. En effet, la somme des impacts économiques passe de 3 798 M\$/an pour la conversion conventionnelle à 3 534 M\$/an dans le cas de la conversion efficace, soit une diminution d'environ 265 M\$/an équivalent à 7% des coûts totaux engendré par le scénario conventionnel.

En second lieu, on observe que l'impact économique de la mise à niveau du réseau électrique représente près de la moitié des coûts de la conversion, soit respectivement 49% pour le scénario conventionnel et 53% pour le scénario efficace. Toutefois, malgré l'importance de ces coûts, ils ne sont pas affectés par l'implémentation des technologies de chauffage efficace en raison de la mise à l'arrêt des technologies efficace en période de grands froids. Ce qui nécessite l'ajout et

l'installation de la même capacité électrique sur le réseau, ainsi que les mêmes impacts économiques.

Évaluation des réductions de GES résultant de la conversion électrique

Selon Transition énergétique Québec, la combustion de 1 GJ de gaz naturel libère approximativement 0,0496 tonne de GES (TEQ, 2019). L'analyse de conversion a précédemment permis d'identifier que 79% des volumes de gaz du distributeur étaient potentiellement convertibles à l'électricité, soit 4 777 Mm³ de gaz naturel par année, ou une quantité équivalente à 181 035 318 GJ/an.

On obtient la quantité de GES évités en appliquant la formule suivante :

$$181\,035\,318 \frac{\text{GJ}}{\text{an}} \times 0,0496 \frac{\text{Tonnes de CO}_2 \text{ eq}}{\text{GJ}} = 9\,026\,964 \text{ Tonnes de GES évitées/an}$$

Ainsi, il est déterminé que la quantité d'émissions de GES évitée par l'électrification des usages du gaz naturel serait équivalente à environ 9 millions de tonnes de GES par année.

Évaluation du coût de la tonne de GES évitée par l'électrification des usages au gaz naturel.

Un indicateur de l'efficacité économique d'une mesure de réduction des GES est l'évaluation de son coût pour chaque tonne de GES réduite (\$/t de GES). L'utilisation de cette approche sur les résultats des scénarios de conversion électrique conventionnelle et efficace permettra d'évaluer les coûts moyens de la tonne de GES évitée dans l'éventualité d'une conversion maximale des usages du gaz naturel au Québec.

Les résultats illustrés dans le tableau ici-bas montrent que les coûts annuels engendrés par la conversion électrique des usages du gaz naturel seraient bien au-delà des coûts de 50 \$/tonnes de GES prévus par le plan fédéral de tarification du carbone à l'horizon 2022.

Tableau 9: Coût par tonne de GES évitée de l'électrification des usages au gaz naturel.

Scénarios	Coûts des émissions évitées (\$/t éq. CO2)
Conversion conventionnelle	420
Conversion efficace	392

Évaluation de l'équivalent (\$/GJ) des coûts de conversion des usages du gaz naturel

Un second indicateur témoignant de l'efficacité économique de la conversion électrique des usages du gaz naturel est le rapport des coûts annualisés de conversion sur la nouvelle consommation électrique de chauffage, soit la mesure des impacts économiques en \$/GJ électrique post-conversion. Cette mesure représente le surcoût moyen de la nouvelle fourniture de chauffage en électricité par rapport aux coûts de la situation originale. Pour des fins de comparaison, il est considéré que les futurs utilisateurs de cette nouvelle fourniture électrique, soit les clients actuels du réseau gazier, assumeront l'intégralité des coûts engendrés par leur conversion électrique.

Le tableau ci-dessous illustre ces surcoûts pour les deux scénarios de conversion étudiés, soit 25 \$/GJ dans le cas de la conversion conventionnelle et 35 \$/GJ pour la conversion efficace. Étant donné que les coûts moyens actuels de la fourniture en gaz naturel sont d'environ 10 \$/GJ, il est possible d'évaluer qu'une conversion électrique des usages de gaz naturel aurait pour effet de multiplier par quatre les coûts de l'approvisionnement énergétique de chauffage des clients actuels du réseau de gaz.

Tableau 10: Équivalent en \$/GJ du surcoût de la fourniture électrique de chauffage post-conversion

Scénarios	Surcoûts de la fourniture énergétique de chauffage post-conversion (\$/GJ)
Conversion conventionnelle	25
Conversion efficace	35

Impacts économiques sur les revenus de distribution du gaz naturel

Suivant une électrification maximale des usages du gaz naturel au Québec, il résiderait un volume de gaz naturel équivalent à 21% des volumes totaux du distributeur en 2017. Néanmoins, ces volumes non convertibles seraient essentiellement consommés par les grandes entreprises industrielles du marché VGE qui représente moins de 200 clients sur le territoire du Québec et pour lesquelles les revenus de distribution générés sont en proportion largement inférieurs aux volumes de gaz naturel consommés sur le réseau. En effet, les volumes de gaz naturel non convertibles qui résideraient sur le réseau ne généreraient que 9% des revenus totaux actuels du distributeur.

Les figures suivantes illustrent l'impact de l'électrification maximale des usages convertibles sur les volumes et les revenus du distributeur sur l'année de référence 2017.

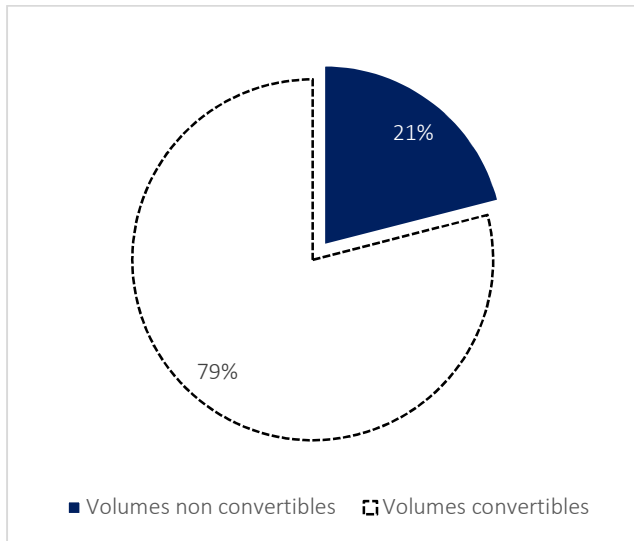


Figure 19 : Part des volumes de gaz naturel convertibles et non convertibles au Québec en 2017

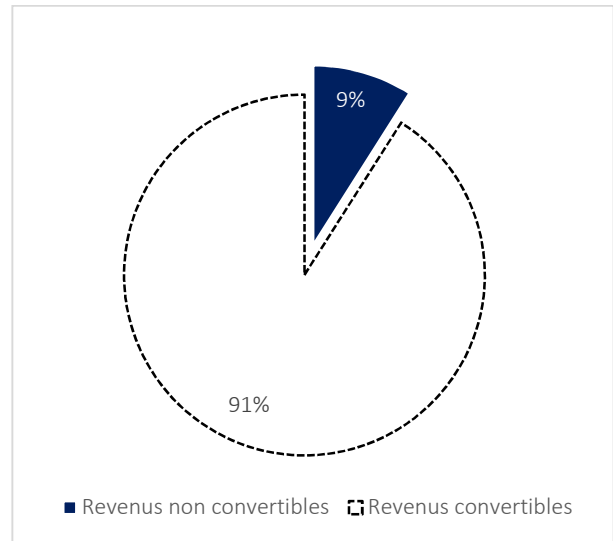


Figure 20 : Part des revenus de distribution de gaz naturel convertibles et non convertibles au Québec en 2017

Ainsi, l'électrification des marchés Résidentiel et Affaires évincerait 91% des revenus de distribution du gaz naturel au Québec et entraînerait nécessairement la clientèle industrielle dont les usages sont non convertibles vers une « spirale de la mort » puisque les quelques grands consommateurs de gaz naturel restants ne seraient sans doute pas en mesure de soutenir l'augmentation tarifaire causée par le départ des autres clients.

CONCLUSION ET APPRENTISSAGES

Cette étude a permis de démontrer que l'électrification des usages du gaz naturel aurait des impacts économiques importants qui sont souvent éclipsés du discours sur la transition énergétique au Québec.

Premièrement, l'électrification complète des usages du gaz naturel n'est pas possible à court terme. En raison d'usages industriels non énergétiques, ou pour lesquels les technologies de chauffage ne sont pas disponibles, il résiderait un volume annuel approximatif de 1 260 Mm³ de gaz naturel non convertible sur le réseau du distributeur, soit 21% des volumes de l'année de référence 2017. Néanmoins, cette consommation industrielle ne générerait que 9% des revenus actuels du distributeur. Ainsi, l'électrification des marchés Résidentiel et Affaires entraînerait nécessairement une « spirale de la mort » pour la clientèle industrielle restante en raison de la pression tarifaire insoutenable générée par le départ des autres clients. C'est essentiellement le tissu industriel québécois qui en serait affecté. De plus, la province se retrouverait avec des infrastructures gazières inutilisées alors qu'elles n'avaient pas atteint la fin de leur vie utile.

Deuxièmement, une électrification des volumes considérés comme convertibles générerait des besoins en puissance de pointe qui font en sorte que de nouvelles infrastructures devraient être construites pour répondre aux besoins hivernaux. Cette pression additionnelle sur les infrastructures d'Hydro-Québec en hiver soulève des questions sur le plan de la sécurité énergétique. En effet, il est évalué que même considérant l'installation de technologies de chauffage efficace une capacité de production électrique supplémentaire de l'ordre de 10 400 MW serait nécessaire sur le réseau d'Hydro-Québec, soit une augmentation de 28% de la puissance actuelle et l'équivalent de 6,7 fois la capacité installée du complexe hydroélectrique de *La Romaine*. Dans un contexte où la prise de conscience environnementale de la population du Québec est en effervescence, et où récemment plusieurs grands projets de nature énergétiques ont dû avorter, faute de satisfaire le critère de l'acceptabilité sociale, il semble que la mise en œuvre de la transition énergétique par l'électrification massive des usages du gaz naturel pourrait rapidement atteindre des proportions difficilement manœuvrables.

Troisièmement, l'électrification maximale des usages du gaz naturel ajouterait un important fardeau fiscal sur l'ensemble de la population québécoise. En effet, malgré la réalisation de gains importants au niveau de l'efficacité énergétique du chauffage, soit de 15% pour le scénario de conversion conventionnelle et de 45% pour le scénario de conversion efficace, l'évaluation des coûts de l'électrification partielle des usages du gaz naturel s'élèverait à un montant annuel minimum de l'ordre de 3,5 milliards de dollars dans le cas du scénario de conversion efficace, à 3,8 milliards de dollars dans le cas du scénario de conversion conventionnelle. Notons également que si les coûts directs de conversion des équipements de chauffage ainsi que l'impact substantiel de la hausse des coûts de fourniture énergétique de chauffage étaient à la charge des clients gaziers actuels, l'importante mise à niveau du réseau électrique devrait être en principe supportée par l'ensemble des clients du réseau électrique. C'est-à-dire que près de 50% des coûts de conversion totaux annuels devraient être assumés par la totalité de la population du Québec, et cela dans les deux scénarios étudiés. Sous l'angle des indicateurs d'efficacité économique, l'électrification massive des usages du gaz naturel se traduit par des coûts par tonne de GES évités se situant entre 392 \$/t et 421 \$/t, ainsi qu'un surcoût de la nouvelle fourniture électrique de chauffage post conversion de l'ordre de 25 \$/GJ à 35 \$/GJ. Ces coûts sont largement au-dessus du prix du carbone prévisible à moyen terme au Canada, soit 50 \$/t de GES.

En conclusion, la démarche et les résultats mis de l'avant au sein de cette étude mettent en lumière des angles morts et identifient certains ordres de grandeur qui pourraient permettre de mieux structurer le discours entourant la transition énergétique au Québec. L'analyse de plusieurs éléments énergétiques tombe hors de la portée de cette étude, notamment les impacts potentiels d'un ambitieux chantier d'efficacité énergétique au Québec et la hausse des prix de l'électricité résultant de l'électrification de la société. Aussi, le potentiel et le coût de production du gaz naturel renouvelable ne sont pas abordés ici, et pourraient représenter des alternatives à l'électrification pour la décarbonisation. L'arrimage des considérations discutées au sein de ce rapport avec les autres éléments structurants de la feuille de route concernant la lutte contre les changements climatiques devrait pouvoir réorienter la discussion entourant la transition énergétique vers la

recherche d'un mix énergétique optimal et faible en carbone pour la province ainsi que sur les enjeux de complémentarité et résilience des réseaux de gaz et d'électricité au Québec.

BIBLIOGRAPHIE

- ArcelorMittal Montréal. (2013, 09 13). *Mémoire présenté par Arcelor Mittal Montréal inc, sur les enjeux énergétiques du Québec*. Récupéré sur Ministère des Ressources naturelles: https://mern.gouv.qc.ca/energie/politique/memoires/20130917_088_ArcelorMittal_M.pdf
- ASHRAE. (2016). *2016 ASHRAE Handbook - HVAC Systems and equipments*. Atlanta: W. Stephen Comstock.
- ASM International. (1991). *ASM Handbook, Volume 4: Heat Treating, 10ème édition (1991)*. Récupéré sur Eurospares: <http://www.eurospares.com/graphics/metalwork/heat%20treating/ASM%20Metals%20HandBook%20Volume%204%20-%20Heat%20Treating.pdf>
- Baukal, C. E. (2000). *HEAT TRANSFER IN INDUSTRIAL COMBUSTION*. New York: CRC Press LLC.
- BCS . (2005). *Advanced Melting Technologies: Energy Saving Concepts and Opportunities for the Metal Casting Industry*. Récupéré sur Office of Energy Efficiency & Renewable Energy: <https://www1.eere.energy.gov/manufacturing/resources/metalcasting/pdfs/advancedmeltingtechnologies.pdf>
- Center for Energy and Environment. (2016). *Field Assessment of Cold Climate Air Source Heat Pumps*. Récupéré sur American Council for an Energy-Efficient Economy: https://aceee.org/files/proceedings/2016/data/papers/1_700.pdf
- Chimie Parachem. (2019, 07 30). *la-chaine-du-polyester*. Récupéré sur Parachem: <http://www.parachem.ca/la-chaine-du-polyester>
- Chimie Parachem. (2019, 07 30). *nos-procedes-de-fabrication*. Récupéré sur Parachem: <http://www.parachem.ca/nos-procedes-de-fabrication>
- Chimie Parachem. (2019, 07 30). *PARAXYLÈNE*. Récupéré sur Parachem: <http://www.parachem.ca/paraxylene>
- CMM. (2004, 10 1). *Communauté métropolitaine de Montréal*. Récupéré sur Grappe - Pétrochimie-Chimie-Plasturgie: http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/gm_petrochimie.pdf

Écohabitation. (2012, 06 12). *LA CHAUDIÈRE HYDRONIQUE ÉLECTRIQUE*. Récupéré sur Écohabitation: <https://www.ecohabitation.com/guides/2728/la-chaudiere-hydronique-electrique/>

EIA. (2018, 06 01). *Updated Buildings Sector Appliance and Equipment Costs and Efficiencies*. Récupéré sur Energy Information Administration: <https://www.eia.gov/analysis/studies/buildings/equipcosts/pdf/full.pdf>

Energy Star. (2019, 07 31). *Energy Star Certified Boilers*. Récupéré sur Energy Star: https://www.energystar.gov/productfinder/product/certified-boilers/results?formId=bc38db3c-e866-4ceb-837e-db6f0f02c0d5&scrollTo=900&search_text=&fuel_type_filter=Natural+Gas&brand_name_isopen=&can_integrate_hot_water_heating_filter=&markets_filter=Canada&

Energy Star. (2019, 07 31). *Energy Star Certified Commercial Boilers*. Récupéré sur Energy Star: https://www.energystar.gov/productfinder/product/certified-commercial-boilers/results?formId=64feb6a7-fa34-4dae-a6e7-813f147d313b&scrollTo=500&search_text=&application_filter=&brand_name_isopen=&markets_filter=Canada&zip_code_filter=&product_types=Select+

Energy Star. (2019, 07 31). *Energy Star Certified Commercial Water Heater*. Récupéré sur Energy Star: https://www.energystar.gov/productfinder/product/certified-commercial-water-heaters/results?formId=e07b9988-3e2e-449d-b3b6-f819e9b770a4&scrollTo=1300&search_text=&fuel_filter=Natural+Gas&type_filter=Gas+Storage&brand_name_isopen=&markets_filter=Canada&zip

Energy Star. (2019, 07 31). *Energy Star Certified Water Heater*. Récupéré sur Energy Star: https://www.energystar.gov/productfinder/product/certified-water-heaters/?formId=83da2f60-0b7f-4413-b5bf-5586c2599cf7&scrollTo=1500&search_text=&fuel_filter=Natural+Gas&type_filter=Gas+Storage&brand_name_isopen=&input_rate_thousand_btu_per_hour_isopen=&ma

Gouvernement du Canada. (2019). *Données climatiques historiques*. Récupéré sur Gouvernement du Canada: <https://climat.meteo.gc.ca/>

- Gouvernement du Québec. (2018). *Politique de mobilité durable 2030*. Récupéré sur Gouvernement du Québec: https://www.transports.gouv.qc.ca/fr/ministere/role_ministere/DocumentsPMD/politique-e-mobilite-durable.pdf
- Harvey, J. (2017). *Potentiels technico-économiques et commercial maximum réalisable d'économies d'énergie de gaz naturel pour la période 2018 à 2022*. Récupéré sur Gaz Metro.
- Hydro Québec. (2019, 2 15). *Rapport Annuel 2018*. Récupéré sur Hydro-Québec: <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/rapport-annuel.pdf>
- Hydro Québec Distribution. (2016, 11 1). *PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2017-2026*. Récupéré sur Hydro Québec: http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPrj/R-3986-2016-B-0006-Demande-Piece-2016_11_01.pdf
- Hydro-Québec. (2007, 12 01). *Complexe de la Romaine - Étude d'impact sur l'environnement - Volume 1*. Récupéré sur Hydro-Québec: https://www.hydroquebec.com/data/romaine/pdf/ei_etudecomplete.pdf
- Hydro-Québec. (2016, 7 28). *R-3980-2016-B-0047-Demande-Piece*. Récupéré sur Régie de l'énergie du Québec: http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/382/DocPrj/R-3980-2016-B-0047-Demande-Piece-2016_07_28.pdf
- Hydro-Québec. (2017, 10 1). *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines*. Récupéré sur Hydro-Québec: <http://www.hydroquebec.com/data/documents-donnees/pdf/comparaison-prix-electricite-2017.pdf>
- Hydro-Québec. (2018). *Approvisionnements en électricité et émissions atmosphériques*. Récupéré sur Hydro-Québec: <https://www.hydroquebec.com/data/developpement-durable/pdf/approvisionnements-energetiques-emissions-atmospheriques-2018.pdf>
- Hydro-Québec. (2018, 7 27). *COÛTS ÉVITÉS*. Récupéré sur Régie de l'énergie du Québec: http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/469/DocPrj/R-4057-2018-B-0015-Demande-Piece-2018_07_27.pdf
- Kegel, M., Sager, J., Thomas, M., Giguere, D., & Sunye, R. (2017, 05 01). *Performance Testing of Cold Climate Air Source Heat Pumps*. Récupéré sur IEA Heat Pump Conference 2017:

- <http://hpc2017.org/wp-content/uploads/2017/05/O.1.6.4-Performance-Testing-of-Cold-Climate-Air-Source-Heat-Pumps.pdf>
- La Presse. (2017, 10 15). *Coûts de chauffage : L'électricité presque aussi abordable que le gaz naturel*. Récupéré sur La Presse +: http://plus.lapresse.ca/screens/d4d74d45-cdec-4850-ba8c-802a54efd235__7C__0.html
- La Presse. (2019). «*On est une batterie pour le Nord-Est américain*», dit le PDG d'Hydro. Récupéré sur La Presse: <https://www.lapresse.ca/affaires/economie/grande-entrevue/201902/18/01-5215116-on-est-une-batterie-pour-le-nord-est-america-dit-le-pdg-dhydro.php>
- Lanoue, & Mousseau. (2014). *Maîtriser notre avenir énergétique*. Récupéré sur Rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec: <https://www.mern.gouv.qc.ca/energie/politique/pdf/Rapport-consultation-energie.pdf>.
- Mousseau, N. (2017). *Les mythes du plan climatique du Québec déboulonnés*. Récupéré sur RDI Économie: <https://ici.radio-canada.ca/nouvelle/1019340/mythes-plan-climatique-quebec-deboulonnes-ges-rechauffement>
- Mullinger, P., & Jenkins, B. (2008). *Industrial and Process Furnaces : Principles, Design and Operation*. Oxford: Elsevier's .
- NRCan. (2014, 09 18). *Évaluation de la performance de la climatisation et du chauffage d'une mini-thermopompe bibloc à air pour climats froids au Centre canadien des technologies résidentielles*. Récupéré sur NRCan: http://publications.gc.ca/collections/collection_2015/schl-cmhc/nh18-22/NH18-22-114-102-fra.pdf
- RNCan. (2016). *Tableau 24 : Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES pour le chauffage des locaux par source d'énergie*. Récupéré sur Ressources naturelles Canada : <http://oe.e.rncan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/showTable.cfm?type=CP§or=com&juris=qc&rn=24&page=0>
- RNCan. (2016). *Tableau 26 : Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES pour le chauffage de l'eau par source d'énergie*. Récupéré sur Ressources naturelles Canada :

- <http://oe.e.rncan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/showTable.cfm?type=CP§or=com&juris=qc&rn=26&page=0>
- RNCan. (2016). *Tableau 28 : Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES pour l'équipement auxiliaire par source d'énergie*. Récupéré sur Ressources naturelles Canada : <http://oe.e.rncan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/showTable.cfm?type=CP§or=com&juris=qc&rn=28&page=0>
- RNCan. (2016). *Tableau 32 : Consommation d'énergie secondaire et émissions de GES pour la climatisation par source d'énergie*. Récupéré sur Ressources naturelles Canada : <http://oe.e.rncan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/showTable.cfm?type=CP§or=com&juris=qc&rn=32&page=0>
- RNCan. (2017, 03 27). *La thermopompe : de quoi s'agit-il et comment fonctionne-t-elle?* Récupéré sur Ressourc e naturelles Canada: <https://www.rncan.gc.ca/energie/publications/efficacite/chauffage-thermopompe/6828>
- TEQ. (2019, 08 16). *Facteurs d'émission et de conversion*. Récupéré sur Transition énergétique Québec: <https://transitionenergetique.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/FacteursEmission.pdf>
- US Department of Energy. (2015, September). *Chapter 6: Innovating Clean Energy Technologies in Advanced Manufacturing*. Récupéré sur <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/03/f34/qtr-2015-chapter6.pdf>
- US Department of Energy. (2015). *Improving Process Heating System Performance: A Sourcebook for Industry*. Récupéré sur OFFICE of ENERGY EFFICIENCY & RENEWABLE ENERGY: https://www.energy.gov/sites/prod/files/2016/04/f30/Improving%20Process%20Heating%20System%20Performance%20A%20Sourcebook%20for%20Industry%20Third%20Edition_0.pdf
- Whitmore, & Pineau. (2018). *L'état de l'énergie au Québec 2019*. Récupéré sur Chaire de gestion du secteur de l'énergie: http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2018/12/EEQ2019_WEB.pdf

ANNEXE 1 : TABLEAU RÉSUMÉ DES FACTEURS D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Marchés	Segmentation	Efficacité moyenne des équipements (%)			Non convertible*	Scénario de conversion conventionnelle			Scénario de conversion efficace		
		Gaz naturel				Électricité			Électricité		
		Base	Chauffage	Procédés		Base	Chauffage	Procédés	Base	Chauffage	Procédés
Résidentiel	Résidentiel (1 à 3 logements)	75%	85%	-	-	95%	99%	-	150%-400%	150%-400%	-
Affaires	Locatif résidentiel (4 logements et plus)	75%	85%	-	-	95%	99%	-	150%-400%	150%-400%	-
	Bâtiments commerciaux et institutionnels (Affaires)	85%	85%	-	-	95%	99%	-	150%-400%	150%-400%	-
	Moyenne industrie (Agriculture, forêt, construction)	85%	85%	73,5%	35%*	95%	99%	88,5%	150%-400%	150%-400%	88,5%
VGE	Bâtiments commerciaux et institutionnels (VGE)	85%	85%	-	-	95%	99%	-	150%-400%	150%-400%	-
	Grande industrie (Agriculture, mines et industries)	85%	85%	73,5%	35%*	95%	99%	88,5%	150%-400%	150%-400%	88,5%
	Consommation industrielle non énergétique	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

*Il ne s'agit pas d'une valeur d'efficacité, mais plutôt de la part de consommation qui est exclue de l'exercice de conversion