

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL

MODÈLE DE PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE ET TERRITORIALE POUR LA
COMMUNAUTÉ MÉTROPOLITAINE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE
PRÉSENTÉ
COMME EXIGENCE PARTIELLE
DE LA MAÎTRISE EN SCIENCES DE L'ENVIRONNEMENT

PAR
ARTHUR DE ROBERT

SEPTEMBRE 2017

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL
Service des bibliothèques

Avertissement

La diffusion de ce mémoire se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire *Autorisation de reproduire et de diffuser un travail de recherche de cycles supérieurs* (SDU-522 – Rév.07-2011). Cette autorisation stipule que «conformément à l'article 11 du Règlement no 8 des études de cycles supérieurs, [l'auteur] concède à l'Université du Québec à Montréal une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de [son] travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, [l'auteur] autorise l'Université du Québec à Montréal à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de [son] travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris l'Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de [la] part [de l'auteur] à [ses] droits moraux ni à [ses] droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, [l'auteur] conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont [il] possède un exemplaire.»

REMERCIEMENTS

Sur le chemin qui m'a mené jusqu'au dépôt de mon mémoire, certaines personnes ont eu un rôle particulièrement important. C'est elles que j'aimerais prendre le temps de remercier dans les lignes à venir.

Je remercie en premier lieu mon directeur, Jean-Philippe Waaub. Parmi tes nombreuses qualités, je souhaite mettre en avant la gentillesse et la bienveillance que tu as eu à mon égard. Je salue également l'attention que tu as mise dans la dernière ligne menant au dépôt de mon mémoire. Grâce à toi, j'ai une bien meilleure estime du travail que j'ai réalisé. J'espère également t'avoir rendu la confiance que tu as eu en moi.

Je remercie également Shazmane Mandjee, ma plus fidèle compatriote. Le travail que tu as réalisé dans le cadre de ta maîtrise a grandement enrichi le mien. Au-delà de ça, tu as été une camarade de tous les instants et as largement égayé mon quotidien. Sans toi Shazmane, cette aventure aurait été bien plus terne et monotone.

Louis Lallemand, les nombreux échanges que nous avons eus avec Shazmane ont permis de poser des fondations solides sur lesquelles nous avons pu construire notre projet. Pour cela, je te remercie du fond du cœur. Le seul point négatif de ton séjour au Québec est qu'il fut bien trop court.

Et comment ne pas remercier mes parents? Votre soutien inconditionnel a été de première importance pour mon développement personnel. Malgré la distance, j'ai le sentiment que votre présence continue de me porter. Juste un énorme merci pour tout ce que vous avez fait et tout ce que vous continuez à faire pour moi.

TABLE DES MATIÈRES

LISTE DES FIGURES	V
LISTE DES TABLEAUX.....	VIII
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	X
RÉSUMÉ	XII
CHAPITRE I	
INTRODUCTION	1
1.1 Présentation du projet de recherche	2
1.2 Contenu du document	5
CHAPITRE II	
CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE QUÉBÉCOIS	7
2.1 Portrait de l'énergie au Québec.....	7
2.2 Gouvernance énergétique.....	12
CHAPITRE III	
PROBLÈMES ET OBJECTIFS.....	15
3.1 Présentation du territoire d'étude.....	15
3.1.1 Gouvernance.....	15
3.1.2 Énergie et émissions de GES.....	16
3.1.3 Population.....	17
3.1.4 Économie.....	18
3.1.5 Terres agricoles	19
3.1.6 Transport.....	20

3.2	Modèle de planification énergétique et territoriale	21
3.2.1	Système énergétique de la CMM.....	22
3.2.2	Planification intégrée de l'énergie et du territoire	24
3.3	Défis de modélisation	27
3.4	Objectifs et postulat	30
CHAPITRE IV		
LA MODÉLISATION DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES COMPLEXES.....		
4.1	Types de modèles énergétiques.....	32
4.1.1	Modèles d'optimisation	34
4.1.2	Modèles de simulation.....	35
4.1.3	Modèles de gestion du réseau électrique	35
4.1.4	Modèles énergétiques urbains	37
4.2	Positionnement du mémoire.....	41
CHAPITRE V		
MÉTHODOLOGIE.....		
5.1	Atteinte de l'objectif 1 : concevoir un système énergétique de référence pour la CMM.....	44
5.1.1	Présentation générale de la plateforme de modélisation OSeMOSYS	44
5.1.2	Formes urbaines.....	49
5.1.3	Système énergétique de référence	51
5.2	Atteinte de l'objectif 2 : construire une base de données spatialisée de la consommation énergétique de la CMM	53
5.2.1	Délimitation des formes urbaines	53
5.2.2	Agrégation des données.....	55

5.3 Atteinte de l'objectif 3 : apporter les modifications nécessaires au code d'OSeMOSYS pour permettre de spatialiser le processus d'optimisation technologique.....	59
5.4 Atteinte de l'objectif 4 : tester le modèle sur la zone d'étude afin d'être en mesure de formuler certaines recommandations	61
CHAPITRE VI	
RÉSULTATS.....	62
6.1 Système énergétique de référence de la CMM	62
6.2 Présentation de la base de données spatialisées	65
6.2.1 Découpage du territoire	65
6.2.2 Présentation détaillée des formes urbaines	67
6.3 Modifications apportées à OSeMOSYS	78
6.4 Application du modèle de la CMM.....	83
6.4.1 Présentation du scénario	83
6.4.2 Résultats du TOSSECMM.....	90
CHAPITRE VII	
CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS.....	100
7.1 Conclusion	100
7.2 Recommandations.....	102
7.2.1 Développer la diversité des technologies	103
7.2.2 Prendre en compte l'ensemble des demandes en services énergétiques.....	104
7.2.3 Modéliser le secteur des transports.....	104
ANNEXE A	
BILAN ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC	107

ANNEXE B	
OSEMOSYS ET SES MODIFICATIONS	108
BIBLIOGRAPHIE	121

LISTE DES FIGURES

Figure		Pages
Figure 2.1.	Consommation d'énergie par source au Québec en 2014.....	8
Figure 2.2.	Consommation d'énergie par secteur d'activité au Québec en 2014.....	9
Figure 2.3.	Consommation d'énergie du secteur industriel au Québec en 2013.....	10
Figure 2.4.	Consommation d'énergie du secteur résidentiel au Québec en 2013.....	11
Figure 2.5.	Consommation d'énergie des secteurs institutionnels et commerciaux au Québec en 2013.....	12
Figure 3.1.	Divisions administratives de la CMM.....	16
Figure 3.2.	Pôles d'emplois de la CMM.....	19
Figure 5.1.	Structure d'OSeMOSYS.....	46
Figure 5.2.	Système énergétique de référence du modèle UTOPIA.....	52
Figure 5.3.	Sites d'entraînements.....	54
Figure 6.1.	Système énergétique de référence de la CMM.....	63
Figure 6.2.	Découpage du territoire de la CMM selon les formes urbaines.....	65
Figure 6.3.	Répartition des formes urbaines dans les différentes régions de la CMM.....	67
Figure 6.4.	Composition des différentes formes urbaines de la CMM.....	68

Figure 6.5.	Composition des formes urbaines des différentes régions de la CMM	70
Figure 6.6.	Répartition de la population dans les différentes formes urbaines de la CMM.....	71
Figure 6.7.	Consommation énergétique en TJ, par type d'énergie, par forme urbaine et par région de la CMM	73
Figure 6.8.	Consommation énergétique en Tj/km ² par type d'énergie, par forme urbaine et par région de la CMM.....	75
Figure 6.9.	Émissions de CO ₂ en milliers de tonnes, par forme urbaine et par région de la CMM	76
Figure 6.10.	Émissions de CO ₂ en Milliers de tonnes/km ² , par forme urbaine et par région de la CMM	78
Figure 6.11.	Scénario d'évolution du prix des ressources énergétiques de 2015 à 2035	87
Figure 6.12.	Évolution de la capacité et de l'activité des technologies de forme urbaine dans les régions de Montréal, Longueuil et Laval, de 2015 à 2035.....	92
Figure 6.13.	Évolution de la capacité et de l'activité des technologies de forme urbaine dans la couronne nord, avec et sans l'agriculture, de 2015 à 2035.....	93
Figure 6.14.	Balance de conversion des différentes formes urbaines, par région de la CMM de 2015 à 2035	96
Figure 6.15.	Évolution de la consommation d'énergie de TOSSECMM, par source d'énergie, de 2015 à 2035	97

Figure 6.16. Évolution des émissions de CO ₂ dans les différentes régions de TOSSECMM de 2015 à 2035.....	99
Figure 7.1. Consommation d'énergie du secteur des transports au Québec, par mode, en 2016.	105

LISTE DES TABLEAUX

Tableau	Pages
Tableau 3.1. Déplacements des résidents de la CMM par mode de transport	21
Tableau 5.1. Sets d'OSeMOSYS	46
Tableau 5.2. Liste des formes urbaines modélisées pour la CMM	51
Tableau 5.3. Intensité énergétique et GES par type de bâtiments	57
Tableau 5.4. Couplage des bases de données spatiale et énergétique	57
Tableau 6.1. Densité de population (hab./km ²) des différentes formes urbaines, par région de la CMM.....	72
Tableau 6.2. Nouveaux paramètres pour le TOSSECMM.....	79
Tableau 6.3. Nouvelles variables pour le TOSSECMM	80
Tableau 6.4. Caractéristiques de base de TOSSECMM.....	84
Tableau 6.5. Taux de croissance démographique annuelle pour chaque région de TOSSECMM	84
Tableau 6.6. Limites d'émissions de CO ₂ à partir de 2030 pour chaque région de TOSSECMM	85
Tableau 6.7. Limites maximales et minimales de la surface que peuvent occuper les technologies de forme urbaine dans chaque région de la CMM.....	89

Tableau 6.8. Proportion de population non logée dans chaque région de la CMM, entre 2015 et 2035	94
---	----

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

AGR :	Agricole
BD :	Bâti dense
BEIÉ :	Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques
BF :	Bâti faible
BM :	Bâti moyen
BNCÉ :	Base de données nationale sur la consommation de l'énergie
CMM:	Communauté métropolitaine de Montréal
CV :	Centre-ville
GERAD :	Groupe d'études et de recherche en analyse des décisions (HEC Montréal; Polytechnique Montréal; McGill; UQAM)
GES :	Gaz à effet de serre
GIEC:	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat.
GJ:	Gigajoule
GLPK :	GNU Linear Programming Kit
GNU :	GNU's Not UNIX!
CRSNG :	Conseil de recherches en sciences naturelles et en génie du Canada
IAEA :	International Atomic Energy Agency
IEA :	International Energy Agency

IND :	Industriel
MDDELCC :	Ministère du Développement durable de l'environnement et de la lutte contre les changements climatiques
MERN :	Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles
MRC :	Municipalité régionale de comté
NREL :	(US) National renewable energy laboratory
OPEP:	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OSeMOSYS :	Open source energy modeling system
PIB :	Produit intérieur brut
PMAD :	Plan métropolitain d'aménagement et de développement
QGIS :	Quantum GIS
RnCan :	Ressources naturelles Canada
RMR :	Région métropolitaine de Montréal
SIG :	Système d'information géographique
TOSSECMM :	Test d'optimisation spatiale du système énergétique de la CMM
UQAM	Université du Québec à Montréal

RÉSUMÉ

Ce travail s'insère dans un projet de recherche ayant pour but de construire un outil de planification énergétique et environnementale pour la CMM. Un modèle d'optimisation mathématique visant à déterminer la manière optimale de satisfaire une demande énergétique dans un système soumis à différentes contraintes a été conçu et testé. Ce travail s'articule autour de quatre objectifs : (1) concevoir un système énergétique de référence pour notre zone d'étude; (2) construire une base de données spatialisée de la consommation énergétique de la CMM; (3) apporter les modifications nécessaires au code d'OSeMOSYS pour permettre de spatialiser le processus d'optimisation technologique ; et, (4) tester le modèle sur la zone d'étude afin d'être en mesure de formuler certaines recommandations. Une base de données géoréférencées de la consommation énergétique et un modèle d'optimisation énergétique ont été intégrés au sein d'un processus permettant l'étude des impacts de différents scénarios (politiques énergétiques, législation, nouvelles technologies, etc.) sur l'ensemble du système énergétique de la CMM.

Elle permet une compréhension spatiale et sectorielle de la consommation d'énergie au sein de la CMM ainsi que des émissions de CO₂ qui en découlent. Une dimension spatiale a été intégrée à un processus de modélisation énergétique pour étudier la manière dont les besoins énergétiques évolueraient consécutivement à des modifications de la trame urbaine. Par une analyse quantitative complète, ce travail montre notamment que la densification du bâti permet la réduction de nos besoins énergétiques et de nos émissions de CO₂. Avec plus de flexibilité et de détail, et en intégrant le secteur des transports, ce modèle offrirait des possibilités très intéressantes aux villes pour planifier leur développement.

Mots clef : planification, modélisation, ville, énergie, forme urbaine,

CHAPITRE I: INTRODUCTION

Tout au long de l'histoire de l'humanité, le développement de nos sociétés a été marqué par la domestication de nouvelles sources d'énergie. La maîtrise du feu nous a permis de sortir des cavernes et de cesser d'avoir peur du noir. La maîtrise de la force animale et celle de l'énergie solaire nous ont permis de révolutionner l'agriculture, et ainsi, de nous sédentariser. En Europe, pendant la renaissance, la construction de moulins a rendu possible l'utilisation de la force de l'eau et du vent pour le développement de différents types d'industries. Enfin, la maîtrise des hydrocarbures (pétrole, charbon, gaz naturel) a permis la révolution industrielle et nous a fait entrer dans l'ère de la modernité. Que ce soit pour transformer de la matière, produire de la chaleur, de la lumière, ou faire tourner un moteur, l'énergie est nécessaire à la production des biens qui nous entourent et la satisfaction de nos différents besoins. Les états font alors de leur approvisionnement énergétique une priorité absolue. Mais, malheureusement, il n'existe pas de sources d'énergie dont l'exploitation n'ait aucun impact.

L'énergie produite et consommée sur terre se divise en trois catégories. Les hydrocarbures (pétrole, charbon, gaz naturel) représentent à eux seuls 81,4 % de la consommation mondiale (IEA, 2015). Leur combustion relâche dans l'atmosphère des gaz à effet de serre (vapeur d'eau, dioxyde de carbone, méthane, protoxyde d'azote, ozone) responsables des changements climatiques, ainsi que différents polluants (oxyde d'azote, composés organiques volatils, benzène et dioxyde de soufre) qui contribuent à la formation du smog et les pluies acides. L'énergie nucléaire représente seulement 4,8 % de la consommation mondiale d'énergie en 2013 (IEA, 2015). Les accidents nucléaires ont des effets dévastateurs sur la santé des habitants et des écosystèmes. Les énergies renouvelables ne comptent que pour 13,8 % de la consommation mondiale d'énergie (IEA, 2015) mais présentent des taux de croissance importants (REN 21, 2016). Leur approvisionnement peut être inconstant et leur exploitation demande d'importantes infrastructures.

La production, le stockage et le transport de l'électricité d'origine renouvelable nécessitent d'importantes infrastructures et font encore face à de nombreuses contraintes

techniques non résolues. Elle est donc produite localement et son prix varie suivant les régions du monde. Les hydrocarbures et l'uranium sont transportables et leur prix d'achat est soumis à un marché global. Le prix d'extraction, lui, peut varier suivant les régions et le type de gisement.

Il n'y a donc pas de « bonnes » ou de « mauvaises » sources d'énergie. Pour combler ses besoins énergétiques, chaque pays doit alors choisir une stratégie en fonction de la disponibilité des ressources sur son territoire, de ses ambitions environnementales et de sa situation économique.

1.1 Présentation du projet de recherche

Le Québec est un territoire très hétérogène avec d'énormes variations de densités de population et une répartition inégale des ressources naturelles. La population y est concentrée autour de grands centres urbains. On y trouve deux grandes agglomérations (Québec et Montréal), quelques villes de taille plus petite (Gatineau, Sherbrooke, Trois Rivières, Saguenay) et de grands espaces faiblement peuplés, voire complètement sauvages. Les enjeux liés à la production, au transport et à la consommation de l'énergie diffèrent donc d'une région à une autre. Il ne peut donc pas exister une stratégie de gestion de l'énergie qui soit optimale pour toutes les régions du Québec. La Communauté métropolitaine de Montréal (CMM) regroupe près de la moitié de la population et plus du tiers du produit intérieur brut (PIB) lié à l'activité manufacturière du Québec (Institut de la statistique du Québec, 2013). Pour ces raisons, la région de Montréal doit occuper une place importante dans la transition vers un Québec moins énergivore. Favoriser la mise en place de stratégies locales qui soient plus adaptées aux différents contextes semble être une bonne voie pour améliorer la gestion que nous faisons de l'énergie.

Dans les domaines juridiques et politiques, la réflexion sur le niveau auquel doivent être alloués les différents pouvoirs décisionnels a débuté il y a plusieurs siècles et a débouché sur plusieurs principes fondateurs. Le principe de subsidiarité implique qu'une action doit être prise, autant que possible, par le palier gouvernemental qui se trouve le plus près possible des citoyens (Arban, 2013). Il est l'un des fondements du système législatif européen pour le

partage des compétences. Au Canada, même s'il n'est pas directement présent dans la constitution, il a été invoqué de manière indirecte dans divers arrêts de la Cour suprême canadienne. Il s'appuie sur l'idée que plus une décision est prise proche du citoyen, plus elle est en adéquation avec ses besoins. Ce principe vient appuyer l'hypothèse selon laquelle il serait plus efficace d'allouer aux communautés urbaines une partie des responsabilités en matière de gestion de l'énergie. En coordonnant différentes politiques publiques, notamment celles touchant au transport et à l'aménagement du territoire, les communautés urbaines ont des leviers qui permettraient de réduire les émissions de CO₂ sur leurs territoires.

Comme les choix stratégiques en matière énergétique ont des impacts qui dépassent le seul marché de l'énergie, il est nécessaire d'intégrer différentes perspectives au sein du processus de prise de décision. À cet effet, il devient primordial de comprendre les imbrications au sein d'un système complexe et d'en anticiper les évolutions. Pour cela, nous devons aujourd'hui nous appuyer sur des outils de planification puissants.

C'est dans ce contexte que le projet de recherche dans le cadre duquel j'effectue mon mémoire a vu le jour. Ce projet a pour titre "*Multi-model approaches for technology assessment, energy and environmental policies at different decision and spatial levels*"; il est réalisé sous la direction de Jean-Philippe Waaub, professeur au département de géographie de l'UQAM, et membre du Groupe d'études et de recherche en analyse des décisions (GERAD); et il est financé, pour la période de 2014 à 2019, par le Conseil de Recherches en Sciences Naturelles et en Génie du Canada (CRSNG). La partie de ce projet sur laquelle je travaille a pour objectif principal de développer un outil de planification énergétique pour la CMM. Keirstead *et al.* (2012) soulignent le «potentiel significatif pour les modèles énergétiques urbains de passer d'une approche uni-disciplinaire à une perspective intégrée qui représenterait d'une meilleure manière l'imbrication théorique des systèmes énergétiques urbains». Cet outil s'appuie sur une base de données sur l'énergie et il est composé d'un modèle d'optimisation mathématique ainsi que d'un modèle d'aide multicritère à la décision. La base de données géoréférencées, construite à l'aide d'un Système d'Information

Géographique (SIG), nous¹ permet d'intégrer la dimension spatiale des enjeux énergétiques, particulièrement importants au sein d'une ville. Le modèle d'optimisation mathématique nous permet de déterminer la manière optimale de satisfaire une demande énergétique dans un système soumis à différentes contraintes. Le modèle d'aide multicritère à la décision permet d'effectuer une analyse plus large des impacts du système énergétique dans un contexte multi-acteurs. Les sources d'incertitudes liées aux prix et à la disponibilité des ressources énergétiques, à la vitesse des progrès techniques en matière d'efficacité énergétique ou encore à la réglementation environnementale rendent les décisions difficiles à prendre. C'est par l'évaluation de différents scénarios possibles que notre outil se propose de surmonter ce problème. En permettant aux décideurs de mieux mesurer les impacts des différentes options qu'ils possèdent, cet outil d'aide à la décision favorise la mise en place de politiques énergétiques plus consensuelles et plus robustes.

Dans le cadre de ce projet, nous avons fait le choix d'utiliser autant que possible des logiciels libres de droits. Nous évitons ainsi certains problèmes de développement et bénéficions du travail d'une communauté de pratique dynamique qui veille à la mise à jour et à l'amélioration constante des logiciels développés.

En construisant un tel outil, ce projet de recherche a aussi la vocation de permettre la décentralisation du système actuel de gouvernance énergétique. En plus d'améliorer nos performances environnementales, économiser de l'énergie peut également représenter d'importants bénéfices pour le Québec. En effet, le prix de l'électricité au Québec est très bas ce qui fait de Montréal la ville où l'électricité est la moins chère de toute l'Amérique du Nord (Hydro-Québec, 2014). Les prix de l'électricité à Toronto, Boston et New York sont respectivement le double, le triple et le quintuple de celui à Montréal (Hydro-Québec, 2014).

¹ Dans la suite de ce document, l'utilisation du « nous » fait référence à un travail d'équipe relié au projet de recherche, réalisé par Shazmane Mandjee (Maitrise en géographie, UQAM), Louis Lallemand (stagiaire AgroParisTech au GERAD) et moi-même, sous la supervision de Jean-Philippe Waaub au GERAD (Géographie, UQAM) ; et l'utilisation du « je » fait référence au travail que j'ai réalisé spécifiquement dans le cadre de mon mémoire.

En économisant son énergie, le Québec pourrait accroître ses exportations d'électricité vers les provinces canadiennes et états américains adjacents et ainsi générer des bénéfices.

Ce projet est réalisé en équipe de recherche multidisciplinaire. La stratégie générale de modélisation, et la division du travail ont été discutées et décidées par tous les membres de notre équipe. La construction de la base de données a été réalisée de concert avec ma collègue Shazmane Mandjee. J'ai été chargé de la conception d'un modèle d'optimisation mathématique visant à déterminer la manière optimale de satisfaire une demande énergétique dans un système soumis à différentes contraintes. Ma collègue a conçu le modèle d'aide multicritère à la décision permettant une analyse plus large des impacts résultants des changements au sein du système énergétique de la CMM. Même si ce document se concentre sur la présentation de mon travail personnel, certains des éléments développés au cours de ce mémoire auront été le fruit d'une réflexion commune et les résultats présentés ont été obtenus grâce à une mise en commun de compétences complémentaires.

1.2 Contenu du document

Les différentes sections de ce document permettent au lecteur d'avoir une idée synthétique des différentes étapes qui m'ont amené à la conception d'un modèle énergétique pour la région de la CMM. Pour cela, le principal défi que j'ai eu à relever, a été celui de la spatialisation des dynamiques urbaines au sein du processus d'optimisation.

Dans la prochaine section, je présente brièvement le contexte énergétique au Québec. Je commence par dresser un bilan de la consommation énergétique par secteur d'activité avant de présenter les acteurs importants du marché énergétique québécois.

Dans la troisième section, j'expose plus précisément ma problématique et énonce les objectifs principaux du travail. Je présente tout d'abord la zone d'étude en portant une attention particulière aux caractéristiques qui influencent sa consommation d'énergie. Je donne ensuite plus de détails sur la composition d'un modèle énergétique et présente les raisons qui en font un outil de planification incontournable. Je présente ensuite certains des

défis que j'ai eu à surmonter dans la conception de ce modèle. Les objectifs spécifiques de mon travail et l'hypothèse sur laquelle il se base, terminent cette section.

Le cadre théorique fait l'objet de la quatrième section. Je passe en revue les différents types de modèles existants, et leur mode de fonctionnement. Je présente ensuite les particularités des différents modèles énergétiques urbains.

La cinquième section détaille les différentes étapes de ma méthodologie. Le modèle d'optimisation utilisé est tout d'abord présenté: OSeMOSYS (*The Open Source energy MOdeling SYStem*). J'introduis ensuite le concept de technologie de forme urbaine et explique la manière dont il s'intègre à mon système énergétique de référence. C'est grâce à ce type de technologie que j'intègre une dimension spatiale au processus d'optimisation énergétique. J'explique ensuite les différentes étapes qui mèneront à la construction de la base de données et les modifications nécessaires au code d'OSeMOSYS. Ces deux étapes nous permettent de déterminer les performances de nos technologies de formes urbaines ainsi que la manière dont elles sont intégrées au code d'OSeMOSYS. Je termine la section par l'explication de la manière dont je teste l'outil produit pour m'assurer de son fonctionnement.

Je présente ensuite les différents résultats obtenus; un système énergétique de référence comportant des technologies de forme urbaine, la base de données et les caractéristiques des différentes formes urbaines ainsi que les nouvelles contraintes que j'ai ajoutées au code et leur formulation mathématique. Je présente également une application de notre modèle et ses résultats.

Dans la dernière section, je dresse un bilan du travail réalisé. Les limites et les apports de mon travail sont présentés et je propose quelques recommandations pour de futures améliorations.

CHAPITRE II: CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE QUÉBÉCOIS

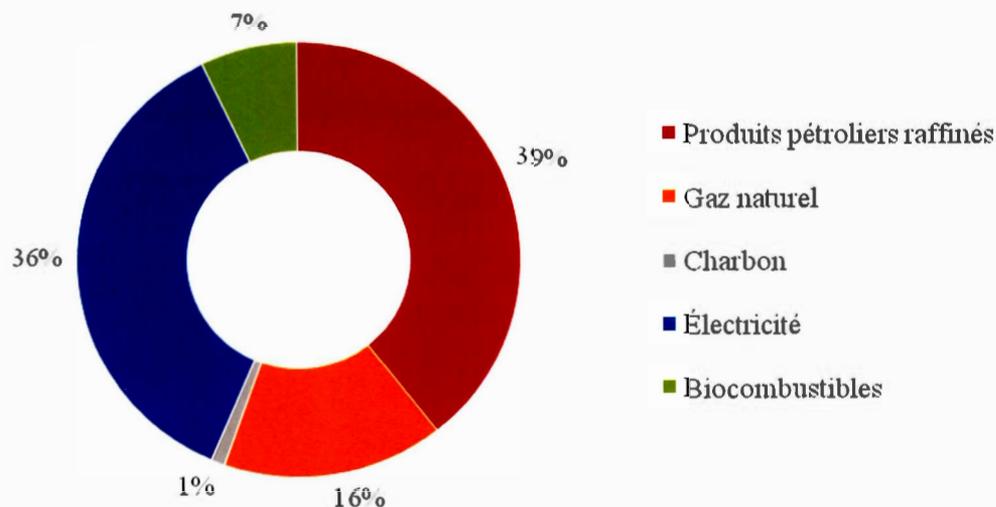
À la manière d'un écosystème ou d'un organisme vivant, un système énergétique est constitué de différentes composantes inter-reliées les unes aux autres. Pour satisfaire les demandes en services énergétiques, le système énergétique québécois a besoin d'intrants, de ressources brutes. Elles peuvent être exploitées sur place, importées d'autres provinces canadiennes ou de l'étranger. Ces ressources énergétiques sont ensuite transformées puis transportées avant d'être consommées dans différents secteurs.

Dans ce chapitre, je dresserais un portrait de la consommation énergétique du Québec par source et par secteurs. Je présenterais ensuite les acteurs majeurs du domaine de l'énergie. Cette section a pour objectif de donner au lecteur une vision générale du paysage énergétique dans lequel se situe la CMM.

2.1 Portrait de l'énergie au Québec

Il n'est pas toujours facile d'accéder à des données de qualité dans le domaine de l'énergie. Malgré cela, Withmore et Pineau (2016) ont publié pour la deuxième année consécutive un « Bilan énergétique du Québec ». C'est à ce jour l'ouvrage le plus complet présentant un portrait du système énergétique québécois. La plupart des données de la section suivante proviennent de cet ouvrage.

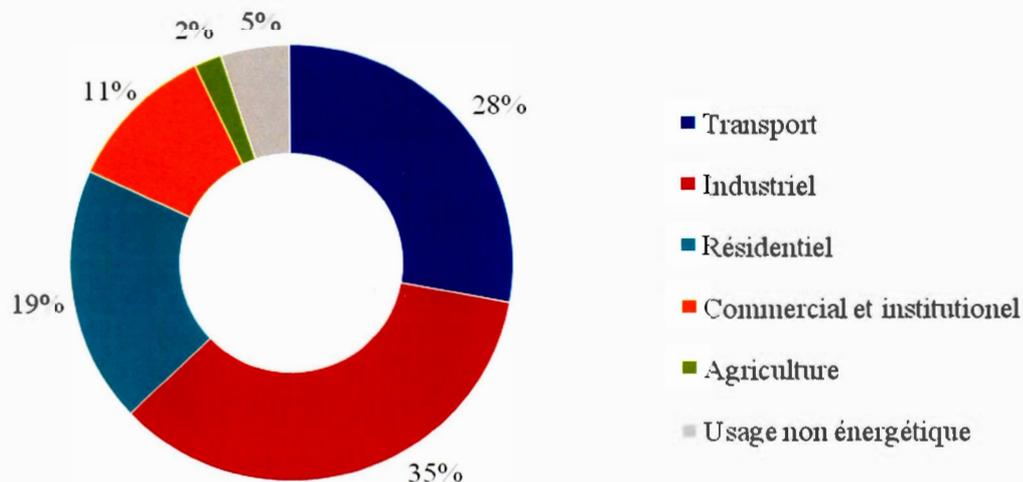
Pour son approvisionnement énergétique, le Québec s'appuie de manière assez significative sur des ressources locales et renouvelables. Ainsi, l'électricité d'origines hydraulique et éolienne ainsi que les biocombustibles satisfait 47% des besoins de la province. Le reste de la demande est satisfaite par des importations d'hydrocarbures. Le pétrole, principalement importé des États-Unis et du reste du Canada, et le gaz naturel représentent respectivement 39% et 16% des besoins énergétiques du Québec. Depuis la fermeture de Gentilly 2 en 2012, le Québec ne produit plus d'électricité à partir de l'énergie nucléaire (Bergeron, 2012). La figure 2.1 récapitule la répartition des ressources énergétiques consommées au Québec.



Source : Withmore et Pineau (2016)

Figure II.1. Consommation d'énergie par source au Québec en 2014

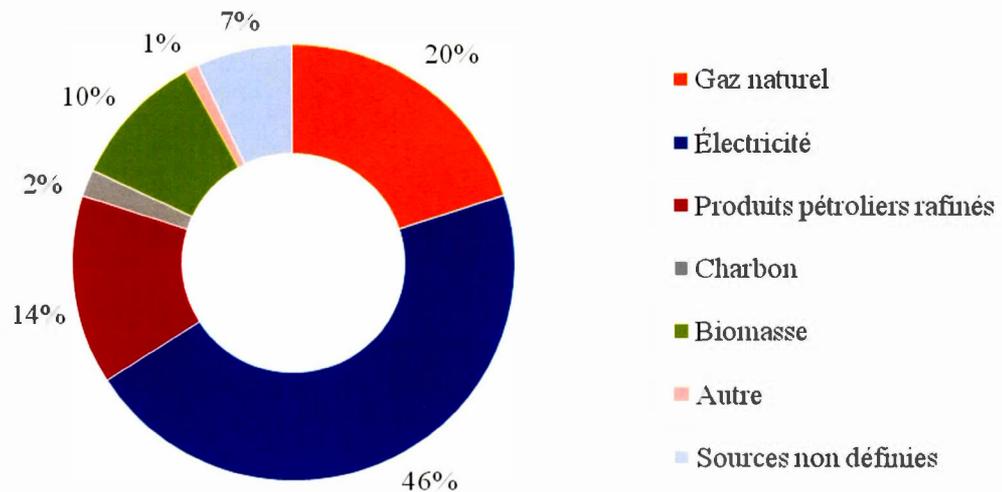
L'énergie sous sa forme brute est transformée en énergie utile et transportée jusqu'à l'endroit où elle sera consommée. Comme le montre la figure 2.2, les secteurs de l'industrie et celui des transports sont les deux principaux consommateurs d'énergie au Québec; viennent ensuite, les secteurs résidentiel, institutionnel et commercial, puis, de manière complètement marginale, le secteur agricole. Notons que 5% des ressources énergétiques consommées au Québec ne servent pas directement à produire de l'énergie. Il s'agit principalement de pétrole utilisé dans l'industrie pharmaceutique ou pour fabriquer des plastiques.



Source : Withmore et Pineau (2016)

Figure II.2. Consommation d'énergie par secteur d'activité au Québec en 2014

Avec 35% de la consommation totale en 2014, le secteur industriel est le plus grand consommateur énergétique du Québec. Comme le montre la figure 2.3, c'est principalement de l'électricité et du gaz naturel qui sont consommés par le secteur industriel. Des prix de l'électricité parmi les plus bas de la planète et une abondance de ressources naturelles (Minerais en tout genre, bois) permettent d'expliquer la part très importante qu'occupent les industries de l'aluminium, et des pâtes et papiers dans la consommation énergétique de la province. Le Québec axe donc sa stratégie vers le développement d'industries consommatrices dans lesquelles il aurait un avantage comparatif. C'est une manière de valoriser l'une de ses principales ressources naturelles, l'eau.



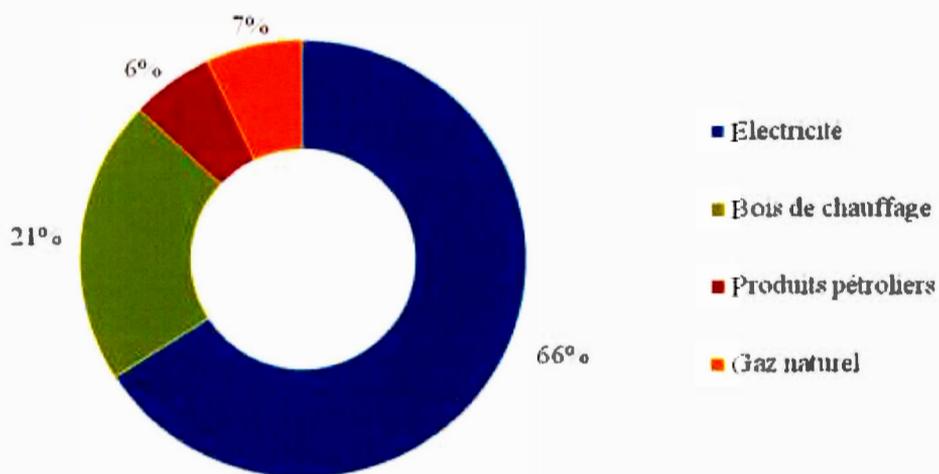
Source: Withmore et Pineau (2016)

Figure II.3. Consommation d'énergie du secteur industriel au Québec en 2013

Le secteur du transport représente 28% de la consommation énergétique totale du Québec en 2014 (Figure 2.2). Il y a au Québec une relation très étroite entre le secteur des transports et la consommation totale de pétrole (ANNEXE I). En 2014, le pétrole représente 97% de l'énergie consommée par le secteur des transports et 77% du pétrole consommé au Québec est destiné au secteur des transports (en excluant du calcul le pétrole utilisé à des fins non énergétiques). La voiture électrique, le train et les modes de transports urbains électriques restent aujourd'hui extrêmement marginaux au Québec (Withmore et Pineau, 2016). En 2013, 63% de l'énergie consommée par le secteur des transports au Québec est destiné au transport de passagers, le 37 % restant est utilisé pour transporter des marchandises. Notons tout de même que le transport aérien, essentiellement destiné au transport de passagers, représente à lui seul 14% des dépenses énergétiques du secteur des transports. Il faut toutefois souligner que ces statistiques ne prennent pas en compte les déplacements réalisés à pied ou à vélo qui sont de plus en plus nombreux en ville.

En 2014, le secteur résidentiel compte pour 19% de la consommation énergétique québécoise. Plus de 64% de cette énergie est utilisé en 2013 pour le chauffage des locaux,

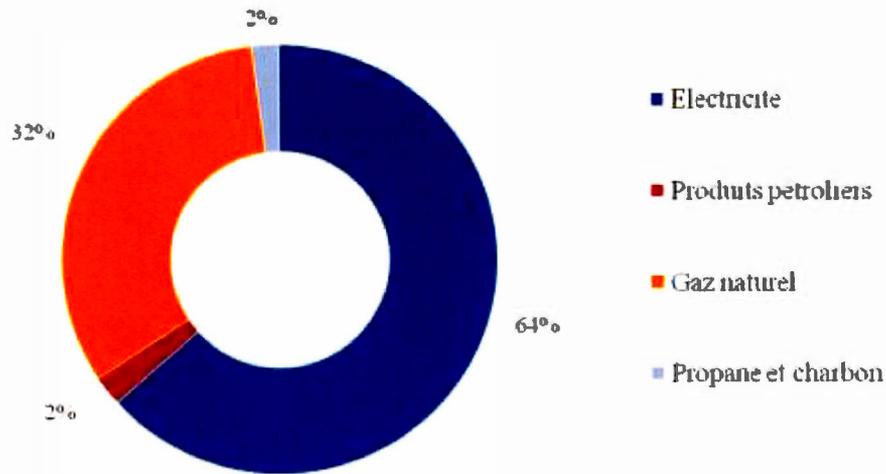
15% pour le chauffage de l'eau et 16% pour le fonctionnement d'appareils ménagers (Withmore et Pineau, 2016); le 5% restant est utilisé pour l'éclairage et la climatisation. De 1990 à 2013, le nombre et la surface des logements ont crû respectivement de 15% et 18%. Sur la même période, une baisse de 36 % de l'intensité énergétique (consommation énergétique annuelle par mètre carré) a été observée, ce qui révèle d'importants progrès technologiques. La figure 2.4 nous révèle que le secteur résidentiel consomme essentiellement de l'électricité et une quantité significative de bois.



Source: Withmore et Pineau (2016)

Figure II.4. Consommation d'énergie du secteur résidentiel au Québec en 2013

En 2014, les secteurs commercial et institutionnel utilisaient 11% de l'énergie consommée au Québec (figure 2.2). Cette énergie, principalement de l'électricité (51%) et du gaz naturel (41%), est utilisée pour le chauffage des locaux, pour le fonctionnement de divers équipements et moteurs auxiliaires ainsi que pour l'éclairage et la climatisation (figure 2.5)



Source : Withmore et Pineau (2016)

Figure II.5. Consommation d'énergie des secteurs institutionnels et commerciaux au Québec en 2013

2.2 Gouvernance énergétique

Le Canada a un système politique fédéral composé de deux niveaux de gouvernance. Les gouvernements fédéraux comme provinciaux sont composés de différents ministères aux domaines de juridictions distincts. Les questions énergétiques regroupent des enjeux économiques, environnementaux, d'aménagement du territoire, de transports ou encore de santé publique. Il y a donc une multiplicité d'acteurs aux stratégies parfois divergentes qui sont impliqués dans la mise en place de politiques en lien avec l'énergie. Au Canada, il y a un manque de cohérence entre les politiques énergétiques fédérales et provinciales ainsi qu'une absence de stratégie énergétique canadienne (Fertel *et al.*, 2013). La liste suivante présente les principaux acteurs du marché de l'énergie au Québec.

Ministère de l'Énergie et des Ressources naturelles du Québec (MERN). Au Canada, les provinces sont propriétaires des ressources de leur sous-sol et sont responsables d'en réglementer l'exploitation. Au Québec, c'est le MERN qui est responsable de traiter des

questions énergétiques. Il a pour principale mission de définir la stratégie énergétique du Québec. Pour cela, il a le pouvoir de mettre en place un certain nombre de politiques (dans la mesure des pouvoirs qui lui sont délégués) ainsi que de définir le cadre législatif permettant d'encadrer la production, le transport et la distribution des différentes sources d'énergie. Sur certaines questions, les décisions du MERN entrent en conflit avec celles du ministère des Transports, de la Mobilité durable et l'Électrification du Transport, et du ministère du Développement durable, de l'Environnement et de la Lutte contre les Changements Climatiques (MDDELCC) (Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, 2014).

Régie de l'énergie. C'est à la suite d'une vaste campagne de consultation menée par le MERN qu'est créée en 1995 la Régie de l'énergie. Depuis ce jour, cet organisme gouvernemental indépendant a pour rôle de réguler l'ensemble du marché. La Régie de l'énergie a pour mandat « d'assurer la satisfaction des besoins énergétiques du Québec en conciliant l'intérêt public, la protection des consommateurs et un traitement équitable des distributeurs énergétiques » (Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, 2014). La Régie de l'énergie a notamment le pouvoir de fixer le prix du transport et de la distribution de l'électricité et du gaz, de valider ou non les grands projets des distributeurs et transporteurs énergétiques ainsi que de fixer un prix plancher pour les produits pétroliers et la vapeur. Cependant, la Régie de l'énergie est exclue des discussions stratégiques et n'intervient pas dans le processus d'établissement de politiques énergétiques. C'est donc un organe régulateur qui arbitre les échanges énergétiques dans la province.

Bureau de l'Efficacité et de l'Innovation Énergétique (BEIÉ). Anciennement appelé Agence de l'efficacité énergétique, le BEIÉ est aujourd'hui rattaché au MERN. Il a pour rôle de promouvoir l'efficacité énergétique, mettre en œuvre divers programmes et soutenir la recherche et le développement en matière d'efficacité énergétique. Le BEIÉ n'a pas de pouvoir décisionnel, mais c'est un acteur historique du marché de l'énergie au Québec.

Hydro-Québec. C'est une entreprise d'État fondée en 1944 qui est structurée en quatre divisions distinctes responsables de la production, du transport de la distribution de l'électricité et des équipements partagés. Même s'il existe des réseaux municipaux, la distribution de l'électricité sur le sol québécois est presque exclusivement prise en charge par

Hydro-Québec. Les divisions responsables du transport et de la distribution sont soumises à la réglementation de la Régie de l'énergie du Québec en matière de prix de distribution et transport. Le réseau électrique québécois étant connecté à ceux de l'Ontario, du Nouveau-Brunswick, de l'État de New York ainsi qu'à celui des états de la Nouvelle-Angleterre (Hydro-Québec, 2014), Hydro-Québec a la capacité d'importer ou d'exporter de l'électricité sur une base commerciale non réglementée (Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, 2014).

Distributeurs de pétrole et de gaz. Le transport et la distribution de gaz et de pétrole sont gérés par des compagnies privées canadiennes ou étrangères. Les deux distributeurs principaux de gaz sont Gaz Métro et Gazifère. Le transport et la distribution du pétrole sont séparés entre différentes multinationales telles que Petro Canada, Shell, Imperial Oil, Ultramar, Valero ou encore Suncor.

Au Québec, les municipalités sont de simples clients et n'ont pas les outils nécessaires pour peser dans le marché de l'énergie. Elles ont par contre des pouvoirs assez importants en matière de transport (à l'exception du transport d'énergie) et d'aménagement du territoire. Même si les municipalités ne sont pas des acteurs directs du marché de l'énergie, leurs décisions peuvent donc avoir un impact indirect sur la consommation d'énergie ainsi que les émissions d'énergies de la province.

Aujourd'hui, les villes de la planète comptent pour 75 % de la consommation mondiale d'énergie primaire et sont responsables de 50% à 60% des émissions de gaz à effet de serre (UN-Habitat, s. d.). Le chiffre monte à 80 % quand on inclut leurs émissions indirectes (les émissions liées aux activités ayant lieu dans les villes). Cela s'explique par le fait que les villes concentrent aujourd'hui plus de 54 % de la population mondiale. Cette proportion qui devrait atteindre 66% en 2050 (UN, 2014). Les villes concentrent la population et les besoins énergétiques, mais présentent également d'importantes opportunités pour améliorer l'utilisation que nous faisons de l'énergie. Pour saisir ces opportunités, encore faut-il avoir les outils nécessaires et une compréhension suffisante des dynamiques urbaines qui ont un impact sur notre consommation énergétique.

CHAPITRE III: PROBLÈMES ET OBJECTIFS

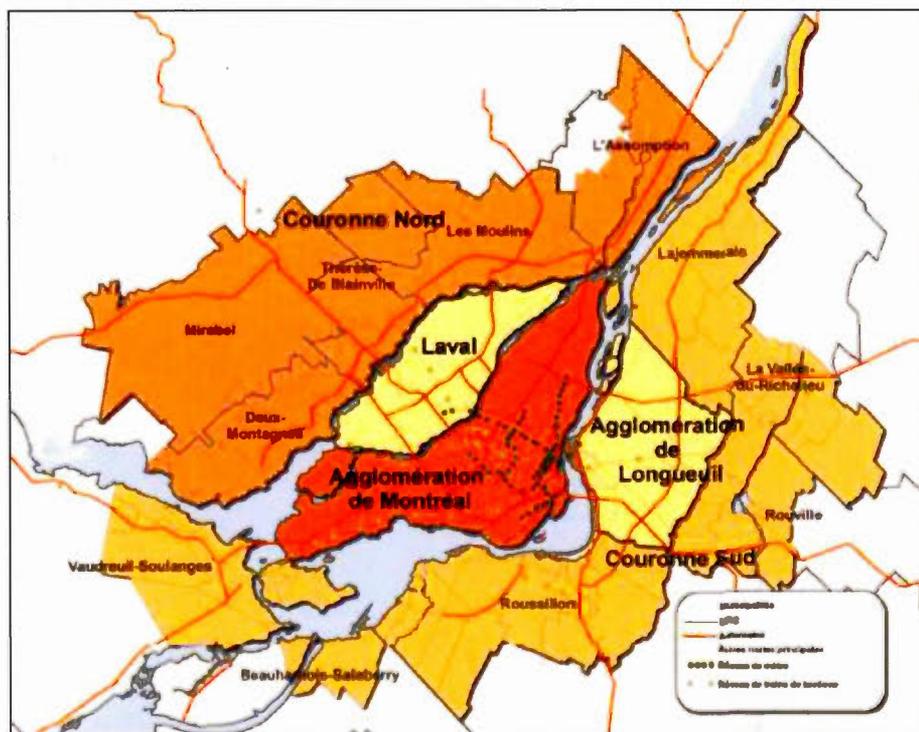
Avant d'aller plus loin, il est important de se familiariser avec la zone pour laquelle le modèle est réalisé. Je commence la section par une description de certaines des caractéristiques de la CMM. J'examine ensuite différentes caractéristiques des systèmes énergétiques en général, et des modèles utilisés pour en planifier l'évolution. Je termine la section par la présentation d'objectifs spécifiques qui guident mon travail, ainsi que par celle des postulats sur lesquels je m'appuie.

3.1 Présentation du territoire d'étude

3.1.1 Gouvernance

La CMM est composée de cinq zones géographiques distinctes : l'île de Montréal, l'île de Laval, Longueuil, la couronne nord et la couronne sud (Figure 3.1). Elle occupe un territoire de 4 360 km², dont 522 km² de surface aquatique.

La CMM a été créée en 2001 à la suite de l'adoption de la loi sur la Communauté métropolitaine de Montréal (*Loi sur la Communauté métropolitaine de Montréal*, 2001). Elle fait partie des 32 communautés métropolitaines nord-américaines. La CMM est un organisme de planification, de coordination et de financement des projets ayant un impact sur son territoire. Il est important de ne pas la confondre avec la Région métropolitaine de Montréal (RMR), qui est un secteur de recensement de Statistique Canada. Au total, la CMM est formée de 82 municipalités et ses affaires sont gérées par un conseil de 28 membres parmi lesquels on retrouve des maires et des personnes nommées par les municipalités régionales de comté (MRC) et agglomérations. Le conseil est dirigé par un comité exécutif de 8 membres et un président, le maire de Montréal (CMM, 2014). Les autres membres sont ensuite regroupés en différentes commissions travaillant sur les sujets suivants : aménagement, transport, environnement, agriculture, logement social, développement économique, équipements métropolitains et finances.



Source: CMM (2010b)

Figure III.1. Divisions administratives de la CMM

3.1.2 Énergie et émissions de GES

Il existe quelques installations productrices d'énergie au sein de la CMM. Notamment la centrale de Beauharnois d'une capacité de 1 853 MW (Hydro Québec, 2014) et une ferme de 44 éoliennes d'une capacité de 100 MW (Kruger énergie, s. d.). Deux centrales de cogérations de 4,8 MW et de 9,75 MW sont également en construction (Hydro-Québec, s. d.-a).

À ce jour, il n'existe aucune étude statistique ou aucun ensemble de données de qualité sur la consommation d'énergie de la CMM. Par contre, des études assez précises ont été réalisées sur la quantité de gaz à effet de serre (GES) émis dans l'ensemble de la zone. En 2006, la CMM émettait ainsi 29,2 Mt de CO₂, ce qui représentait 34% des émissions totales du Québec (CMM, 2010a). Tel qu'expliqué en introduction, au Québec, les activités de

gestion, de réglementation et de planification stratégique du marché de l'énergie se font à l'échelle de la province.

En 2011, la CMM a mis en place un plan métropolitain d'aménagement et de développement (PMAD) dans lequel elle expose les grands objectifs de développement en matière de logement, d'emploi, de transport, d'aménagement du territoire et d'environnement (PMAD, 2012). Parmi les 221 pages de ce rapport, le mot « énergie » n'apparaît qu'à cinq reprises, et systématiquement dans des notes de bas de page ou dans des légendes de figures. En 2010, la CMM publie le premier document complet visant à décrire la zone (CMM, 2010b). Cette fois-ci, le terme « énergie » n'apparaît pas. Le thème de l'énergie est donc complètement hors du radar de la CMM. Pourtant, La CMM représente un important bassin de population et exerce des compétences dans des domaines qui ont un lien étroit avec la manière dont nous consommons l'énergie. Ainsi, ses choix en matière de transport et d'aménagement du territoire ont un impact déterminant sur notre capacité à changer notre manière de consommer l'énergie. Cette situation, loin d'être optimale, est préoccupante. Améliorer l'utilisation que nous faisons de l'énergie passe nécessairement par la gestion de la consommation, et nos besoins énergétiques sont en grande partie définis par notre milieu de vie et les choix d'aménagement urbain. Nous traitons ici de différentes dynamiques urbaines qui jouent un rôle dans la manière dont nous utilisons collectivement l'énergie.

3.1.3 Population

La CMM abrite une population totale de 3,9 millions d'habitants soit 47,5% de la population totale du Québec (CMM, s. d.-b). La densité de population est de 1 026 habitants au km². Une légère augmentation dans la croissance démographique est observée depuis le début du 21^{ème} siècle. La croissance démographique annuelle moyenne est passée de 0,6% entre 1991 et 2000, à 1,11 % entre 2000 et 2015 (CMM, 2010b, s. d.-b). Cette situation s'explique cela par une immigration importante, principalement en provenance des pays francophones. La région de Montréal se place d'ailleurs en sixième position des villes accueillant le plus d'immigrants en Amérique du Nord (CMM, 2010b).

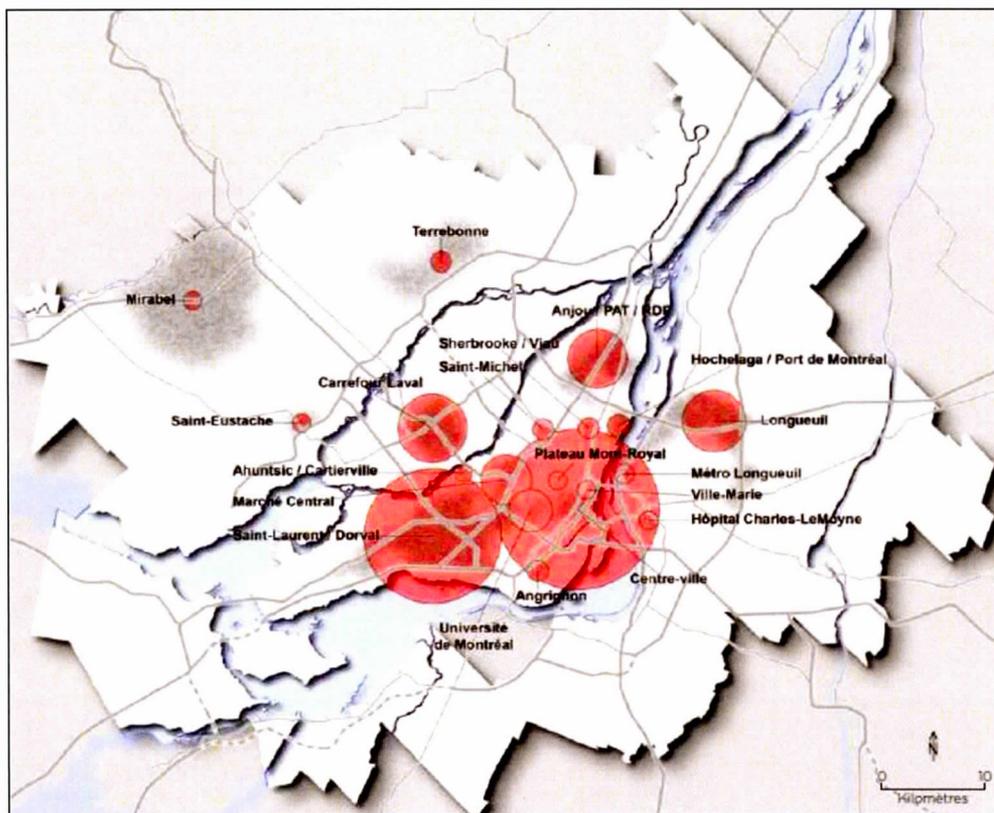
La population est répartie très inégalement sur le territoire de la CMM. La densité de population décroît fortement de Montréal vers les couronnes à tel point que 60% de la population est concentré à moins de 15 km du centre-ville (CMM, 2010b). Cependant, c'est sur l'île de Montréal que la croissance démographique est la plus faible. Ainsi, entre 2000 et 2015, le poids démographique de l'agglomération de Montréal par rapport à celui de l'ensemble de la CMM est passé de 54 à 51%. La CMM doit donc faire face à un phénomène d'étalement urbain.

La CMM doit s'attendre à accueillir 530 000 nouveaux habitants, répartis selon 425 000 nouveaux ménages, d'ici 2031 (PMAD, 2012). Toutefois, l'espace disponible à vocation résidentielle est de seulement 8 177 hectares (PMAD, 2012). Pour faire face à cela, la métropole privilégie la construction de logements à haute densité. Dans les cinq régions, la proportion de logements à haute densité parmi les mises en chantier ne cesse d'augmenter depuis le début des années 2000 (PMAD, 2012). Ceci a pour effet de densifier l'espace déjà bâti.

3.1.4 Économie

Si la région de Montréal n'est pas en reste en matière de solde migratoire par rapport à ses voisines nord-américaines, sa situation économique est contrastée. Sur la période 2001-2008, le PIB par habitant est un des plus bas parmi les 33 grandes régions métropolitaines nord-américaines (CMM, 2010b). Par contre, le coût de la vie et les coûts d'exploitation de l'entreprise sont assez bas. Avec 2,03 millions d'emplois, la CMM représente plus de 50% de tous les emplois québécois (CMM, 2014). D'ici à 2031, la CMM prévoit la création de 150 000 nouveaux emplois, principalement dans les industries de la haute technologie (PMAD, 2012). Comme la population, les emplois y sont inégalement répartis. On retrouve 19 pôles d'emplois au sein de la CMM (figure 3.2). Les plus importants sont le centre-ville et la zone de Dorval, qui représentent à eux seuls plus du tiers des emplois de la CMM (PMAD, 2012). Au cours du dernier siècle, la région de Montréal a connu une tertiairisation de son économie, délaissant ainsi l'industrie manufacturière au profit des industries de service et de haute technologie. Or les industries tertiaires, pour fonctionner, ont besoin de moins

d'espaces que les industries manufacturières. La stratégie de la CMM est donc de mettre en valeur d'anciens sites industriels pour accueillir les nouveaux emplois prévus pour 2031.



Source: PMAD (2012)

Figure III.2. Pôles d'emplois de la CMM

3.1.5 Terres agricoles

Les terres agricoles de la CMM présentent un important potentiel agricole. En effet, 58 % du territoire terrestre de la CMM est occupé par des terres agricoles qui se trouvent essentiellement dans les couronnes (PMAD, 2012). L'industrie agricole représente 11% des emplois de la CMM (PMAD, 2012). Deux tiers des activités de transformation alimentaire du Québec se trouvent sur le territoire de la CMM. Le secteur agricole est si important pour la

CMM que dans son PMAD, elle prévoit d'augmenter la superficie globale des terres agricoles de 6% d'ici à 2031.

3.1.6 Transport

Tel que mentionné en introduction, le transport représente une part importante de la consommation d'hydrocarbures ainsi que des émissions de GES du Québec. Se rendre au travail est le motif de 49% des déplacements en heure de pointe du matin (Enquête Origine-Destination, 2013). Une part importante des déplacements quotidiens se font en direction du centre-ville et de certains pôles industriels (Enquête Origine-Destination, 2013). À Montréal, la densité de population a permis la mise en place d'infrastructures de transport en commun assez efficaces et qui sont très utilisées par les résidents. Ainsi, 19% des déplacements se font grâce aux transports en commun ou actifs (Tableau 3.1). Seules New York et Toronto ont une part modale du transport collectif sur les déplacements domicile-travail plus élevés que celle de Montréal. Le réseau de métro mis en service en 1966 se trouve essentiellement dans l'agglomération de Montréal. C'est lui qui constitue la colonne vertébrale du réseau de transport en commun de la CMM. Hors de l'agglomération de Montréal, ce sont les trains de banlieue qui prennent le relais. Enfin, les différentes compagnies de bus de la CMM offrent un service de proximité à la grande majorité de la population (PMAD, 2012). Le mode de transport privilégié par les habitants de la CMM reste néanmoins la voiture (Tableau 3.1). Le réseau routier comporte 17 300 km de voies de déplacement. Avec la hausse de la population dans la CMM, le réseau routier est saturé et a besoin d'être complété (PMAD, 2012).

Avec un port, deux aéroports et un réseau ferroviaire, Montréal est une plaque tournante du commerce de marchandises pour le nord-est de l'Amérique du Nord. Cet afflux de marchandises qui transitent par la métropole, augmente la pression existante sur le réseau artériel métropolitain. Montréal et Laval sont deux îles et les capacités limitées des ponts rendent l'équation encore plus complexe (PMAD, 2012).

Tableau III.1. Déplacements des résidents de la CMM par mode de transport

Mode de transport	Proportion des déplacements
Automobile	63%
Transport en commun	19%
Autres modes motorisés	5%
Transport actif	13%

Source : PMAD (2012)

La CMM est donc une métropole qui a une croissance démographique importante, qui a une économie basée sur des secteurs industriels à forte valeur ajoutée, qui a des terres agricoles de qualité, et qui possède une offre de mobilité diversifiée en comparaison de ses voisines nord-américaines. Cependant, la métropole doit se préparer à accueillir plus d'habitants dans les prochaines années et l'espace disponible pour satisfaire la multiplication des besoins de la population vient à manquer. Pour y faire face, la CMM mise sur la multiplication des logements à haute densité, la revitalisation d'espaces industriels, et le développement de corridors de transport.

3.2 Modèle de planification énergétique et territoriale

La gestion de l'énergie regroupe des activités de planification et d'opération de trois aspects indissociables de tout système énergétique. L'aspect stratégique permet de déterminer les grandes orientations souhaitées pour l'évolution du système énergétique. Les investissements sont extrêmement importants dans le domaine de l'énergie et ont besoin d'être longuement planifiés. Il y a également l'aspect réglementaire. Une fois une stratégie définie, il faut mettre en place un cadre qui permet de réglementer les différentes activités liées aux échanges de différentes ressources énergétiques. La réglementation permet également de favoriser certaines pratiques ou certains secteurs d'activités plutôt que d'autres, qui ne seraient pas en accord avec la stratégie préalablement fixée. Puis, vient l'aspect opérationnel. Il regroupe l'ensemble des opérations nécessaires à l'acquisition, au transport et

à la distribution de ressources énergétiques consommées au sein du système. La responsabilité de la gestion de chacun de ces trois aspects est déléguée à des ministères, des organismes ou des entreprises qui ont une perspective provinciale des enjeux énergétiques. Notre projet est motivé par la conviction que l'énergie serait mieux gérée si une partie des pouvoirs stratégiques, règlementaires et opérationnels étaient conférés aux communautés urbaines.

La prochaine section s'attarde dans un premier temps à la définition du système énergétique de la CMM. La nécessité d'intégrer la gestion de l'énergie et celle du territoire pour la construction de meilleurs outils de planification est soulignée. Les défis que présente la mise en place du modèle sont enfin présentés.

3.2.1 Système énergétique de la CMM

Un système énergétique est défini comme étant « le processus combiné d'acquisition et d'utilisation de l'énergie au sein d'une société ou économie donnée » (Jaccard, 2006). Cette vision technique considère un système énergétique comme étant un réseau de machines ou de technologies utilisées pour produire, transformer, transporter ou consommer de l'énergie. Plus un système comporte un nombre important de machines, plus la complexité du système sera difficile à prendre en compte. À l'échelle d'un état, on ne peut qu'estimer comment les besoins énergétiques de la population évolueront et s'interroger sur la manière dont ils pourront être comblés à partir des ressources et infrastructures disponibles. À l'échelle d'une ville, la distance entre le modalisateur et le consommateur ou l'industrie qui consomme de l'énergie au sein d'un système est diminuée. Il est donc plus facile de retracer l'origine de leurs besoins énergétiques. Cette intuition de géographe est basée sur l'assertion suivante: notre perception d'un phénomène dépend de l'échelle à laquelle on se place pour l'étudier. Donc, la forme que prendrait un système énergétique dépendrait de sa dimension et de l'échelle d'étude. Il y a cependant certains aspects communs à tous les systèmes énergétiques. Ils sont présentés ci-dessous.

Ressources. Les installations productrices d'électricité actuellement présentes sur le territoire de la CMM, revendent toute leur production à Hydro-Québec qui se charge de la

redistribuer. Aujourd'hui, pour pouvoir exploiter des sources d'énergie renouvelable, dont l'approvisionnement est inconstant, il est nécessaire de se baser sur un réseau de dimension importante. Dans le cadre de mon étude, je considère la CMM comme un acteur intermédiaire entre les distributeurs d'énergie et les consommateurs. Son rôle n'est pas de produire ou de distribuer de l'énergie, mais d'en optimiser la consommation. L'acquisition d'énergie au sein de la CMM se fait uniquement par importation. Les ressources importées sont directement consommables; il s'agit de l'électricité, du pétrole, du gaz naturel ainsi que des biocombustibles. Elles sont disponibles à un certain prix sur les marchés québécois ou international.

Demandes. Ces ressources énergétiques permettent de combler certains besoins essentiels. Elles nous permettent de nous loger en comblant des besoins d'éclairage, de chauffage, de climatisation, et en nous permettant d'utiliser divers appareils ménagers. Des besoins similaires doivent aussi être comblés sur nos lieux de travail. Ces ressources nous permettent également de nous déplacer en utilisant des moyens de transport individuels ou collectifs ainsi que de faire fonctionner les installations industrielles agricoles au sein de la CMM. Tous ces besoins sont exprimés sous la forme de demandes en services énergétiques.

Technologies. Ces ressources énergétiques nous permettent de combler nos besoins par l'intermédiaire d'un ensemble de technologies qui transforment l'énergie d'une source brute en une forme consommable. L'arrivée de nouvelles technologies sur le marché peut venir bouleverser le système en modifiant le coût et la qualité de différents services. Elles peuvent également permettre d'atténuer les différents impacts liés au fonctionnement du système.

Contraintes. Ce réseau de technologies permettant de combler une demande à partir d'une certaine quantité de ressources est soumis à plusieurs règles. Il y a des contraintes internes qui ne peuvent pas être modifiées. L'espace au sein de la CMM n'est par exemple pas extensible. Il y a également des réglementations choisies pour encadrer le système qui favorisent certaines pratiques au détriment d'autres. Il est ainsi possible de réglementer les émissions de CO₂ ou l'utilisation de diverses technologies. Ce dernier type de règle résulte d'un choix collectif et peut donc également servir de levier pour amorcer un changement au sein du système.

3.2.2 Planification intégrée de l'énergie et du territoire

Le système énergétique de la CMM est soumis à certaines dynamiques externes. Les prix des ressources énergétiques qu'il consomme fluctuent en fonction du type et de la quantité des ressources disponibles sur le marché. Pour le pétrole, le marché est mondial et les ressources sont très localisées. 60% des ressources prouvées se trouvent dans seulement cinq pays (Venezuela, Arabie Saoudite, Canada, Iran, Iraq) (British Petroleum, 2016). La Chine et les États-Unis représentent à eux seuls 33 % des importations mondiales de pétrole. La situation économique et politique dans les plus gros pays exportateurs et importateurs a un énorme impact sur le marché. Des hausses importantes de prix peuvent par exemple survenir à la suite de crises monétaires ou politiques (comme lors du choc pétrolier de 1979), ou lorsque le pic de production d'un des principaux pays exportateurs est dépassé (premier choc pétrolier de 1971). De plus, la capacité à influencer le marché peut servir de levier stratégique important. Ainsi, depuis 2015, les pays de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) inondent le marché de leur pétrole bon marché pour, entre autres, contrecarrer la volonté des États-Unis d'accroître leur indépendance énergétique. Ainsi, en 2015 et 2016, le prix du baril était en moyenne deux fois inférieur à celui des quatre années précédentes (Énergie et ressources naturelles Québec, s. d.). Le développement de nouvelles sources énergétiques telles que le gaz de schiste peut avoir un impact sur le prix du baril. Le charbon et le gaz naturel sont soumis à des contraintes semblables. Le contexte du changement climatique change également la donne. Toutes les nations de la planète se sont réunies à Paris fin 2015 et se sont misent d'accord sur la manière d'encadrer les émissions de CO₂ de manière à limiter la hausse des températures à 2 degrés. Si les intentions exprimées dans cet accord se transforment en actes concrets, d'importants changements dans le système énergétique mondial sont à attendre. L'amélioration des technologies ou l'approvisionnement de nouvelles sources d'énergie (gaz de schiste par le passé, fusion nucléaire dans le futur) peut également bouleverser le système énergétique. L'électricité, lorsqu'elle provient de centrales thermiques qui brûlent des hydrocarbures, est soumise aux mêmes contraintes. Lorsqu'elle est produite à partir de ressources renouvelables, elle est sujette aux aléas climatiques. Un approvisionnement constant est donc plus difficile à garantir.

Le fonctionnement d'un système énergétique entraîne également des impacts internes ou externes. Parmi eux, les impacts environnementaux sont de première importance. Les deux sources d'énergie les plus utilisées dans le monde sont le charbon et le pétrole dont la combustion émet d'importantes quantités de CO₂ dans l'atmosphère. Le dernier rapport du Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC) estime qu'à ce rythme-là, le seuil d'augmentation de 2° C de la température moyenne du globe, par rapport à l'époque préindustrielle, sera atteint dès 2030 (IPCC, 2014). Il est fortement probable que cela bouleversera l'équilibre climatique planétaire. En dehors de ça, notre consommation de pétrole dégrade localement la qualité de l'air engendrant de graves problèmes de santé (OCDE, 2016). Augmenter notre capacité électrique nécessite de très gros investissements ainsi que des infrastructures avec une forte emprise au sol. Cette vaste gamme d'impacts peut parfois mener à des situations conflictuelles ou des objectifs seraient en concurrence. Les objectifs économiques entrent par exemple souvent en concurrence avec les objectifs environnementaux.

Malgré les dynamiques externes qu'il subit et les impacts qu'il entraîne, tout système énergétique se doit d'équilibrer en tout temps son approvisionnement et sa demande énergétique. Nos besoins énergétiques varient au cours de la journée et de l'année. Nous avons par exemple besoin de plus d'électricité pour nous chauffer et nous éclairer pendant l'hiver. Nos besoins de mobilités varient également en fonction de l'heure et de la journée. La capacité d'un système à trouver un équilibre entre approvisionnement et demande en temps réels lors des pics journaliers et le maintien de prix compétitifs tout au long de l'année est qualifiée de sécurité énergétique. L'agence internationale de l'énergie (IEA) (s. d.), qualifie la sécurité énergétique comme étant «la disponibilité continue de ressources énergétiques à un prix abordable ». Elle précise également que « la sécurité énergétique a plusieurs dimensions. Sur le long terme, la sécurité énergétique réfère à la capacité d'un système à effectuer les investissements nécessaires pour satisfaire ses besoins sociaux, économiques tout en respectant l'environnement. Sur le court terme, la sécurité énergétique réfère à la capacité d'un système à réagir rapidement à des changements pour maintenir l'équilibre entre approvisionnement et demande » (IEA, s. d.). Pour garantir leur sécurité énergétique en

respectant les contraintes auxquelles ils sont soumis, les états se doivent de planifier leurs activités.

Planifier « consiste à déterminer des objectifs précis et à mettre en œuvre les moyens propres à les atteindre dans les délais prévus » (Le Robert, 1990). Lorsqu'il s'agit d'un système énergétique, la planification fait référence au choix de la combinaison de technologies et de réglementations permettant de combler une demande énergétique et d'atteindre certains objectifs (économiques, environnementaux ou sociaux) à travers le temps (Fattori, 2016). Des mesures économiques et sociales peuvent également entrer en compte dans les stratégies de planification des systèmes énergétiques. Planifier l'évolution d'un système est un moyen d'en garantir la sécurité énergétique tout en faisant face aux différents problèmes cités précédemment. Pour cela, il est primordial de correctement comprendre les interactions au sein d'un système et les dynamiques auxquels elles sont soumises. L'utilisation de modèle est un bon moyen pour étudier les dynamiques au sein d'un système et ainsi, en planifier l'évolution

Ramachandra (2009) identifie un modèle comme étant « un outil d'analyse, une méthode pour clarifier le passé, comprendre le présent et visualiser le futur d'un système ». Les modèles, comme représentation simplifiée de la réalité, nous permettent donc d'évaluer et de comparer des scénarios, qui ne sont pas forcément des projections réalistes du futur d'un système, mais plutôt des représentations de potentielles évolutions consécutives à la variation de certains paramètres. L'utilisation de modèles est un moyen incontournable pour comprendre les dynamiques au sein d'un système complexe (Bagheri et Hjorth, 2007). Depuis maintenant plusieurs dizaines d'années, différents types de modèles énergétiques sont utilisés pour la planification des systèmes énergétiques (Fattori, 2016 ; Pfenninger *et al.*, 2014). Comme décrit précédemment, les décisions en matière d'énergie impliquent de prendre en compte une multitude d'enjeux. La planification des systèmes énergétiques nécessite une hiérarchisation argumentée d'objectifs parfois en concurrence les uns avec les autres. En représentant les dynamiques au sein d'un système sous forme d'un ensemble de relations mathématiques, les modèles énergétiques sont des outils analytiques impartiaux (Fattori, 2016). La diversité des modèles énergétiques permet de répondre à des besoins de

planifications spécifiques. Dans les 10 dernières années, plusieurs revues de littérature riches (voir aussi au chapitre 4) ont été réalisées pour répertorier les différents types de modèles utilisés pour la planification des systèmes énergétiques (Allegrini *et al.*, 2015 ; Bazmi et Zahedi, 2011 ; Jebaraj et Iniyar, 2006 ; Keirstead *et al.*, 2012 ; Mirakyan et De Guio, 2013 ; Pfenninger *et al.*, 2014 ; Reinhart et Cerezo Davila, 2016).

La CMM est une entité avec une forte densité d'activités qui consomment de l'énergie. Se limiter à l'aspect technique du système énergétique nous empêcherait de correctement comprendre les choix que prennent les individus pour satisfaire leurs besoins. Nos besoins énergétiques sont dérivés de besoins plus fondamentaux (se loger, se déplacer, travailler et consommer de la nourriture ou des biens) qui eux, sont profondément ancrés dans l'espace. La quantité d'énergie qui sera consommée dans une habitation dépend par exemple de sa taille et donc de la densité du quartier dans laquelle elle se trouve. La quantité et la nature de l'énergie dépensée pour permettre à la population de se déplacer dépendent de la localisation des bassins d'habitation par rapport aux pôles d'emplois et des infrastructures de transport qui les relient. La mise en place d'infrastructures de transport en commun n'est rentable que si la densité d'utilisateurs potentiels est suffisante.

Dans les sections précédentes, j'ai donné quelques exemples qui mettent en valeur le lien entre consommation d'énergie et aménagement du territoire. J'ai également souligné qu'un modèle n'était un outil de planification efficace que s'il représentait correctement les interactions au sein du système énergétique. Pour déterminer la manière optimale de satisfaire une demande énergétique, le modèle que je propose, prend en compte les dynamiques territoriales de la CMM et permet d'en évaluer les conséquences sur nos besoins énergétiques. La section suivante fait l'inventaire des défis que j'ai eu à surmonter.

3.3 Défis de modélisation

Pour réaliser mon modèle, je fais face à plusieurs défis. Les quatre principaux sont la complexité du modèle, l'accès à des données de qualité, la capacité d'intégration des modèles entre eux, et la prise en compte d'aspects réglementaires.

La plupart des modèles énergétiques font face à deux types de complexité : temporelle et spatiale. Un modèle énergétique fait état de l'évolution d'un système énergétique sur une période donnée correspondant à un horizon temporel. De plus, le modélisateur choisit également le pas de temps du modèle, qui correspond à la plus petite sous division de la période de modélisation. Chacune de ces divisions représente un problème à traiter pour le modèle. Plus le pas de temps est petit, plus le modèle va pouvoir décrire l'évolution du système au cours de petites périodes de temps. L'étude des pics de consommation journalière nécessite d'avoir une unité temporelle de modélisation assez courte (ex : en heures, voire en minutes). À l'inverse, l'étude des comportements stratégiques des secteurs de consommation peut se faire avec un pas de temps plus long (ex. : en années, voire pour 5 ou 10 ans).

La zone que couvre le système énergétique, tout comme la période de modélisation, peut être découpée en unités distinctes. Un système énergétique peut ainsi être découpé en plusieurs zones géographiques équivalentes à des sous-systèmes indépendants. Les modèles avec une forte complexité spatiale et temporelle peuvent demander à un ordinateur plusieurs jours de travail pour fournir une solution. D'un autre côté, un modèle qui ne serait pas assez complexe pourrait ne pas capter les finesses du système énergétique, et donc, ne pas être pertinent.

Un réflexe pour beaucoup de modélisateurs est de rechercher les plus grands niveaux de détails temporel et spatial possible. Un problème d'optimisation est comparable à un exercice mathématique qui consisterait à résoudre un système d'équations de très grande dimension, mais dont les équations seraient simples. Une solution serait de diminuer la taille du système et de complexifier les équations. La complexité du modèle devient alors structurelle. Ce type de modèle peut permettre une analyse intégrée des dynamiques du modèle. Des effets indirects pourraient alors être pris en compte. Il est donc important de trouver les niveaux de complexités spatiale, temporelle et structurelle adaptés à chaque approche de modélisation.

Un deuxième défi majeur rencontré par les modélisateurs est l'accès à des données de qualité. La qualité des résultats du modèle dépend directement de la qualité des données utilisées. Une ville est une entité géographique ouverte dans laquelle il est difficile de comptabiliser les entrées et sorties d'énergie. Cela rend extrêmement compliquée la

construction de bases de données complètes et cohérentes. Avoir accès à un jeu de données ne garantit pas qu'elles soient pertinentes. Pour faire face à ce défi, les modalisateurs ont souvent recours à des techniques statistiques pour construire les bases de données qui soutiennent leurs modèles. Le risque serait de faire de mauvaises équivalences entre plusieurs jeux de données et de construire une base de données erronée.

Troisièmement, étant donné la difficulté qu'il y a à construire un modèle qui puisse capter l'ensemble des aspects du système énergétique, une issue pour obtenir de meilleurs résultats serait de coupler plusieurs modèles indépendants. Intégrer des modèles aux fonctionnements différents au sein d'un même processus comporte plusieurs difficultés et représente un défi pour les modalisateurs. D'après Keirstead *et al.* (2012), l'intégration de modèles énergétiques avec des modèles de transport et d'aménagement du territoire représente un réel potentiel pour la prise en compte des aspects techniques et humains d'un système énergétique.

Quatrièmement, tel qu'énoncé précédemment, la mise en place de politiques énergétiques ou de législations est un levier important pour l'amélioration des performances d'un système énergétique. Très souvent, la réalisation de modèles énergétiques est abordée à partir d'une approche technico-économique des systèmes énergétiques. Cette approche peut parfois restreindre les possibilités offertes aux décideurs politiques dans leur utilisation des outils de modélisation énergétique. Pour correctement évaluer les impacts que peuvent avoir les politiques publiques sur l'ensemble d'un système énergétique, une réflexion doit être effectuée sur les modifications structurelles pouvant être apportées aux modèles technico-économiques. Il existe également plusieurs types d'outils destinés à l'analyse de décisions politiques qui peuvent être couplés à des modèles d'optimisation au sein de processus multi-modèles. Le modèle que je construis est conçu pour appuyer les décisions politiques à l'échelle de la CMM. Il est donc important que je prenne en compte les besoins des décideurs dans les choix que je fais au cours du processus de modélisation

3.4 Objectifs et postulat

Comme énoncé précédemment, j'ai été chargé de concevoir et de tester une première version d'un modèle d'optimisation mathématique visant à déterminer la manière optimale de satisfaire une demande énergétique dans un système soumis à différentes contraintes. Considérant le système énergétique de la CMM et les défis que représente la conception de ce modèle de planification énergétique, le projet de recherche dont je fais partie, a été conçu pour intégrer les questions d'énergie et d'aménagement du territoire. L'objectif principal de mon travail est donc de concevoir un modèle de planification intégré énergétique et territoriale, destiné à appuyer les décideurs politiques de la CMM. À ce stade, il est nécessaire de donner plus de détails sur les caractéristiques attendues de notre futur modèle.

Pour capter l'ensemble des interactions au sein du système énergétique de la CMM, le modèle combine deux approches. Une approche descriptive des comportements humains au sein d'un espace urbain, et une approche normative et technique des flux d'énergies au sein des systèmes énergétiques. Pour cela, Keirstead *et al.* (2012) soulignent les possibilités offertes par les modèles dont la demande énergétique est dérivée de besoins (ex. : transports, emplois, logements). Selon ces auteurs, de tels modèles « pourraient permettre de prévoir la demande avec une grande précision spatiale et temporelle tout en prenant en compte les liens entre ces différentes demandes ». Ce choix permet une étude combinée de solutions politiques et techniques. Les demandes du modèle sont exprimées en fonction des besoins de la population et de l'industrie. Dans la mesure où de tels besoins sont en lien avec l'aménagement du territoire, la demande est nécessairement spatialisée. Pour y parvenir, je m'appuie sur une base de données spatialisée des besoins énergétiques de la CMM.

Un modèle d'optimisation est un outil mathématique qui permet de résoudre un problème sous forme de systèmes d'équations. En d'autres mots, il transforme un ensemble de données chiffrées en un autre ensemble de données chiffrées suivant un algorithme (chaîne d'opérations mathématiques) bien prédéfini. Se contenter de diviser notre modèle en plusieurs zones indépendantes ne permet pas réellement une analyse spatialisée des besoins énergétiques urbains. Lier les SIG et les modèles énergétiques est un défi que beaucoup de modalisateurs essayent de surmonter. Le « soft-Linking » est une manière de le faire et

consiste à construire la base de données sur laquelle s'appuie le modèle énergétique à l'aide d'un SIG. La base de données spatialisées est ensuite convertie en une base de données chiffrées et la notion d'espace disparaît du processus d'optimisation. Dans ce cas-là, on ne peut ne pas non plus parler d'optimisation spatiale. Ce projet veut mettre en place un processus d'optimisation qui considère des paramètres spatiaux dans le calcul d'une solution optimale. C'est en exploitant les possibilités offertes par le modèle d'une manière originale qu'il est possible d'y parvenir. Pour cela, je dois modifier le code d'OSeMOSYS.

Mes quatre objectifs spécifiques sont donc les suivants :

1. Concevoir un système énergétique de référence pour notre zone d'étude ;
2. Construire une base de données spatialisées de la consommation énergétique de la CMM ;
3. Apporter les modifications nécessaires au code d'OSeMOSYS pour permettre de spatialiser le processus d'optimisation technologique ;
4. Tester le modèle sur la zone d'étude afin d'être en mesure de formuler certaines recommandations.

Enfin, ce travail se base sur deux postulats. Le premier a été mentionné plus haut et concerne la pertinence de gérer l'énergie au niveau des communautés urbaines. Le second concerne le lien de dépendance entre la manière dont nous consommons l'énergie et la manière dont nous occupons l'espace. Ce dernier postulat pourra éventuellement être remis en cause en fonction notamment de ce qui ressortira de l'étude de la base de données constituée.

Le chapitre quatre passe en revue les différentes approches de modélisation existantes et les types de modèles énergétiques urbains. Je présente notamment la logique mathématique spécifique aux modèles d'optimisation. Le concept de système énergétique de référence est abordé dans la section 5.2. Le processus de spatialisation de la base de données est expliqué dans la section 5.3. La structure et le fonctionnement d'OSeMOSYS sont présentés au début de la méthodologie dans la section 5.1.

CHAPITRE IV: LA MODÉLISATION DES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES COMPLEXES

Les modèles sont très largement utilisés dans de nombreuses disciplines scientifiques pour réaliser des expériences, tester des théories ou représenter des phénomènes. Ils peuvent être utilisés à différentes échelles pour étudier des phénomènes de natures très différentes. Un modèle est une vision simplifiée d'un système possédant des règles internes qui lui sont propres (Rosen, 1991). Il est composé d'un ensemble d'objets en relation les uns avec les autres.

Les modèles sont des représentations simplifiées de systèmes et peuvent être utilisés pour des raisons diverses et variées. Ce sont des outils d'analyse qui permettent de décomposer un phénomène en différents objets inter-reliés les uns aux autres. La sélection des différents éléments qui composent un modèle découle d'une vision, d'une compréhension préalable à l'analyse du système. Au-delà de leur composition, il est possible de différencier les types de modèles en fonction de la logique mathématique avec laquelle ils fonctionnent. La section suivante passe en revue les différents types de modèles existant ainsi que les différentes approches de modélisation énergétique à l'échelle de la ville.

4.1 Types de modèles énergétiques

Au cours des dernières décennies, l'évolution constante de la puissance des outils informatiques a offert de nouvelles possibilités en matière de modélisation. La modélisation permet maintenant d'étudier des systèmes plus complexes et selon les perspectives de multiples disciplines scientifiques; l'étude des systèmes énergétiques n'y échappe pas.

La nature des objets qui composent les systèmes énergétiques varie suivant le lieu et l'échelle. On ne se pose pas de la même manière les questions relatives à l'approvisionnement énergétique d'une province ou d'un bâtiment. Le fonctionnement d'un modèle énergétique dépend du contexte dans lequel il se situe. La diversité des contextes est un premier facteur expliquant la diversité des types de modèles.

La perception que nous avons d'un système joue également un rôle important dans la manière dont nous voulons le simplifier. Un ingénieur a une vision centrée sur la technologie et conçoit un système comme un ensemble de technologies de production, de transformation, de transportation et de consommation d'énergie. Il s'intéresse principalement à l'efficacité avec laquelle ces machines produisent et transforment l'énergie. Un économiste voit un système énergétique comme un marché soumis à la loi de l'offre et de la demande, sous l'influence de la variation constante du prix des ressources et des monnaies nationales. Il s'intéresse aux questions de prix et de disponibilité pour évaluer la portée de certaines législations. Ces deux visions de la manière dont peut être structuré un système énergétique mènent les ingénieurs et les économistes à se poser des questions de nature bien différente. Ces deux visions sont loin d'être uniques, il existe une multitude d'approches qui mènent à la conception de modèles différents, avec des architectures qui leur sont propres.

La variété des contextes énergétiques et des regards de ceux qui les étudient, a mené à la mise en place d'une variété de types de modèles énergétiques. Plusieurs travaux se sont récemment consacrés au recensement des différents types de modèles énergétiques. Jebaraj et Iniyar (2006) ont procédé à une large revue de la littérature des modèles énergétiques dans le but d'identifier les différents outils mis en place pour répondre aux différents enjeux environnementaux. Ils identifient ainsi six types de modèles différents : les modèles de planification énergétique, les modèles d'offre/demande énergétiques, les modèles de prévision, les modèles d'optimisation, les modèles de réduction des émissions et les modèles énergétiques basés sur l'intelligence artificielle. Plus récemment, Pfenninger *et al.* (2014) ont classé les modèles qui abordent des problèmes énergétiques sous la perspective systémique. Ils excluent par contre de leur analyse les modèles destinés à évaluer le potentiel de pénétration d'une technologie sur un marché donné. Leur étude met en avant de grands paradigmes de modélisation différenciés par leurs approches. Ils identifient ainsi quatre classes de modèles décrites ci-dessous. La dernière classe, les modèles énergétiques urbains, est particulièrement pertinente dans le cadre de ce mémoire et fera l'objet d'une attention particulière.

4.1.1 Modèles d'optimisation

Les modèles d'optimisation sont structurés à partir des composantes techniques d'un système énergétique. Ils ont généralement pour but de trouver la situation optimale qui permet de minimiser les coûts de fonctionnement d'un système énergétique soumis à différentes contraintes et visant à satisfaire une certaine demande énergétique. Ils peuvent donc couvrir les activités de production et de transformation de l'énergie d'une source primaire jusqu'à une forme consommable. Ces modèles sont traditionnellement formulés comme des problèmes d'optimisation linéaire, mais peuvent également inclure des formulations d'optimisation non linéaire et d'optimisation linéaire mixte en nombre entier. Ils sont généralement divisés en périodes de temps et en régions aux caractéristiques et aux besoins différents. Ils sont utilisés pour évaluer les évolutions d'un système, consécutives à la variation de certains paramètres. Ce sont en général des modèles assez complexes qui représentent une évolution des flux énergétiques d'un système à travers le temps et l'espace. Les modèles d'optimisation ne donnent pas nécessairement une projection réaliste de l'avenir, mais servent à étudier la manière dont pourrait évoluer un système en fonction de scénarios prédéfinis (exploration de futurs possibles).

Les modèles d'optimisation de systèmes énergétiques s'organisent en deux familles principales; MARKAL/TIMES (Fishbone et Abilock, 1981) d'un côté et MESSAGE (Schrattenholzer, 1981) de l'autre. TIMES (The Integrated MARKAL-EFOM System) est né de la combinaison du modèle MARKAL (MARKet ALlocation) – probablement le modèle d'optimisation le plus couramment utilisé dans le passé – et du modèle EFOM (Energy Flow Optimisation Model) (Loulou et Labriet, 2007). Ces outils sont généralement utilisés à l'échelle d'un continent ou d'un état. Une version du modèle TIMES a par exemple été développée pour évaluer des futurs possibles du système énergétique canadien (Vaillancourt *et al.*, 2014). Les modèles TIMES sont développés dans le cadre de l'ETSAP (Energy Technology Systems Analysis Program), une des plus vieilles initiatives de collaboration technologique de l'IEA. OSeMOSYS est une plateforme de modélisation du même type que celles de MARKAL et TIMES (Howells *et al.*, 2011). Elle s'appuie par contre sur des outils informatiques libres. Elle est composée d'un code simple et entièrement disponible. Cette

situation rend le modèle extrêmement accessible à la communauté des modélisateurs énergétiques (Bazilian *et al.*, 2012). Les développements peuvent être réalisés en mode collaboratif et sont disséminés au sein d'une communauté de pratique très active.

4.1.2 Modèles de simulation

Contrairement aux modèles d'optimisation qui s'intéressent aux futurs possibles d'un système, les modèles de simulation se basent sur des méthodes de simulation visant à anticiper l'avenir d'un système. Les modèles d'optimisation sont composés d'un assemblage complexe de formules mathématiques imbriquées les unes dans les autres alors que les modèles de simulation sont organisés sous forme modulaire. Un modèle de simulation est divisé en plusieurs phénomènes indépendants ce qui les rend beaucoup plus souples que les modèles d'optimisation. Tout comme les modèles d'optimisation, les modèles de simulation sont généralement utilisés à l'échelle continentale ou nationale pour la conception et l'élaboration de politiques énergétiques.

Par exemple, le modèle NEMS (the US Energy Information Administration's National Energy Modeling System) est utilisé pour la production de rapports énergétiques annuels qui servent de document de base à la mise en place de législation énergétique aux États-Unis (Gabriel *et al.*, 2001). PRIMES est un modèle de simulation développé par l'Université Nationale Polytechnique d'Athènes pour appuyer la Commission Européenne à mettre en place des stratégies continentales de gestion de l'énergie (E3MLab/ICCS, 2014). Ces deux modèles sont composés d'un ensemble complexe de sous modules relié par un module central. LEAP (the Long-range Energy Alternative Planning System) a été développé par le Stockholm Environment Institute et fait également partie de la large famille des modèles de simulation (SEI, 2006).

4.1.3 Modèles de gestion du réseau électrique

Parmi les différentes formes que peut prendre l'énergie utile, l'électricité est sans conteste celle dont la gestion est la plus contraignante. Contrairement au pétrole ou au gaz

naturel, l'électricité est difficilement stockable, ce qui demande une gestion en temps réel du réseau électrique. La demande varie au cours de la journée, et de l'année, et la production d'électricité nécessite de faire fonctionner des infrastructures lourdes (barrages, éoliennes, centrales thermiques, etc.). Les réseaux énergétiques sont aujourd'hui interconnectés pour que les surplus électriques d'une région puissent instantanément être consommés dans une autre. Les investissements nécessaires à l'approvisionnement ou au fonctionnement des réseaux électriques sont énormes et s'amortissent sur des dizaines d'années. Pour la gestion de l'électricité plus que pour n'importe quelle autre forme d'énergie, des modèles précis doivent être utilisés pour la planification des investissements ou pour l'opération des réseaux. Ils combinent généralement les approches de simulation et d'optimisation pour prendre en compte à la fois des considérations techniques ainsi des dynamiques de marchés. Étant donné l'électrification croissante des systèmes énergétiques, ce type de modèle énergétique est amené à se développer dans les années à venir.

Par exemple, WASP (Wien Automatic System Planner) est un modèle entretenu par l'International Atomic Energy Agency (L'IAEA) et utilisé pour planifier le développement des réseaux électriques ou de leurs capacités de production (IAEA, 2001). Il existe différents modèles commerciaux obéissant à une logique de programmation linéaire mixte en nombre entier et est organisé en différents modules qui traitent séparément l'opération du réseau électrique ainsi que les plans d'expansion de capacité du réseau. Ces modèles présentent la particularité d'être capable de traiter en même temps l'opération du réseau sur des périodes très courtes (minutes) et la planification des investissements sur des périodes très longues (plusieurs dizaines d'années).

Il existe également des outils destinés à la conception d'unités de production électrique. HOMER est un modèle combinant des techniques d'optimisation et de simulation qui a été développé par le U.S. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Cet outil permet de comparer le coût de cycle de vie de différents types de technologies de production électrique (Lambert *et al.*, 2006). Développé par Ressources naturelles Canada (RnCan), RETScreen permet d'analyser l'impact de l'implantation d'unités de production d'énergie renouvelable

en prenant en compte des paramètres techniques, financiers et environnementaux (Alonso-Tristán *et al.*, 2011).

4.1.4 Modèles énergétiques urbains

Limités par la technologie, les modèles ont d'abord été utilisés pour la modélisation de grands ensembles, des pays, des continents, ou de la planète. L'amélioration des capacités de calcul des ordinateurs offre aux modalisateurs la capacité de construire des modèles avec une précision temporelle et spatiale accrue. Ceci permet d'étendre l'utilisation des modèles à l'étude de problèmes beaucoup plus complexes et détaillés. C'est dans ce contexte que, vers le milieu des années 1990, que furent développés les premiers modèles énergétiques urbains.

Satisfaire la demande énergétique d'une ville concernant l'industrie, le logement, l'emploi, les déplacements et la consommation de biens nécessite des flux de diverses ressources énergétiques dont l'origine est difficilement traçable. Il n'est pas évident de tracer les contours géographiques d'une agglomération urbaine, encore moins d'en déterminer la zone d'influence. Dans le cadre de ce travail, un système énergétique urbain est défini d'après Ramaswami *et al.* (2011), comme l'ensemble d'activités énergétiques à l'intérieur des limites administratives d'une ville et ainsi que l'ensemble des flux facilement traçables en amont. Le coût énergétique de la fabrication et du transport des biens non énergétiques importés dans la ville est de ce fait exclu. À partir de différentes définitions citées précédemment, Keirstead *et al.* (2012) définissent un modèle énergétique urbain comme étant : « un système qui représente la combinaison des processus d'acquisition et d'utilisation de l'énergie pour satisfaire la demande énergétique d'une communauté urbaine donnée ».

La diversité des acteurs et la complexité des interactions ont engendré la mise en place d'une grande variété de modèles. Après avoir revu 219 ouvrages, (Keirstead *et al.*, 2012) ont identifié six grandes classes de modèles énergétiques urbains : (1) les modèles orientés sur les technologies; (2) les modèles orientés sur les bâtiments; (3) les modèles qui s'intéressent aux climats urbains; (4) les modèles systémiques; (5) les modèles d'évaluations de politiques; et, (6) les modèles mettant en relation l'utilisation du sol et les transports. Les prochaines sections présentent leurs caractéristiques.

4.1.4.1 Modèles orientés sur les technologies

Lorsqu'une nouvelle technologie est disponible sur le marché, elle vient concurrencer les technologies existantes et changer les équilibres au sein d'un système énergétique. On a alors recours à un certain type de modèles – les modèles énergétiques orientés sur les technologies – pour mesurer l'effet de l'arrivée de nouvelles technologies sur la quantité d'énergie produite ou consommée, les prix de l'énergie ou encore les performances environnementales d'un système. Il est ainsi possible de calculer la rentabilité de certains investissements technologiques. Ces modèles représentent en général une petite partie du système énergétique. Généralement, ils prennent uniquement en considération les technologies existantes qui sont en compétition avec la nouvelle technologie. Ces modèles peuvent avoir des unités temporelles allant de la seconde à l'année.

Les modèles énergétiques technologiques s'intéressent le plus fréquemment au design et aux performances des éoliennes et des systèmes à énergie solaire, aux technologies de chauffage et de climatisation, aux performances des véhicules, et aux systèmes produisant de l'énergie à partir de déchets. Ces modèles s'intéressent presque exclusivement à la capacité de production d'installations énergétiques plutôt qu'à la consommation des industries et des individus.

4.1.4.2 Modèles orientés sur les bâtiments

Tel que présenté en introduction, les bâtiments comptent pour le tiers de la consommation énergétique du Québec. Dans les villes du Québec ou d'ailleurs, améliorer l'utilisation de l'énergie dans nos bâtiments permettrait donc des économies importantes. Les modèles énergétiques orientés sur les bâtiments sont programmés pour traiter des questions relatives à la rénovation et à l'entretien des bâtiments, aux climats urbains, aux transports, ou encore pour évaluer les besoins énergétiques d'un ou d'un ensemble de bâtiments. La dimension spatiale des systèmes étudiés avec ce type de modèle peut aller du bâtiment individuel à la ville tout entière en passant par n'importe quel ensemble de bâtiments. L'unité d'une période de modélisation varie également puisqu'elle peut aller de la seconde à l'année. Contrairement aux modèles orientés sur les technologies, les modèles orientés sur les

bâtiments s'intéressent exclusivement à la demande énergétique. Ils ont comme point commun d'évaluer l'évolution des besoins énergétiques d'un ou plusieurs bâtiments en fonction de certains scénarios (scénarios d'évolution démographique, de changements de comportements, de nouvelles politiques énergétiques, etc.).

4.1.4.3 Modèle de climat urbain

Certains matériaux choisis pour la construction de bâtiments et l'absence d'arbre en ville favorisent l'apparition d'ilots de chaleurs. Ce sont des zones assez localisées aux régimes climatiques particuliers. Les bâtiments modifient également la manière dont l'air se déplace dans les zones urbaines. La pollution engendrée par l'activité industrielle ou les transports en ville a aussi un impact sur les conditions climatiques des villes. Ces différentes caractéristiques favorisent l'apparition de microclimats urbains. Les modèles destinés à l'étude des climats urbains s'intéressent aussi de manière indirecte aux effets des variations du système climatique urbain sur le système énergétique urbain. Ils étudient principalement l'effet des ilots de chaleurs sur les besoins en matière de chauffage et de climatisation des bâtiments. Ces modèles sont utilisés à l'échelle d'un ilot de chaleur, d'un quartier ou d'une ville.

4.1.4.4 Modèles systémiques

Les types de modèles décrits précédemment ont la particularité de seulement s'intéresser à une partie d'un système énergétique urbain. Ils sont plutôt destinés à simuler l'impact de facteurs extérieurs sur un système énergétique urbain. Il existe une catégorie de modèle qui s'intéresse de manière directe au système énergétique dans son ensemble. Ce sont des modèles chargés de déterminer la combinaison optimale d'équipements et de modes d'opération permettant de satisfaire un ensemble de besoins énergétiques, dans un système soumis à différentes contraintes (Keirstead *et al.*, 2012). Ce sont donc des modèles d'optimisation dont le but est de minimiser une variable, généralement le coût total d'opération du système. Alors que les autres familles de modèles cités précédemment simulent l'impact d'actions indirectes, les modèles systémiques permettent d'étudier différentes options dans le but d'améliorer l'utilisation que nous faisons de l'énergie. Ce sont

des modèles qui permettent une réflexion plus large sur les relations de causalité au sein d'un système énergétique. Ils interviennent généralement en amont de la décision. On les utilise pour comparer les impacts de différentes évolutions énergétiques sur un système énergétique urbain, pour ainsi prendre la meilleure décision possible.

4.1.4.5 Modèles d'évaluation de politiques

Les quatre types de modèles cités précédemment ont tous une approche assez technique des systèmes énergétiques urbains. De manières différentes, ils sont tous portés sur l'étude de l'évolution des paramètres de production ou de consommation de différentes installations énergétiques. Un système énergétique se situe toujours dans un cadre législatif et réglementaire, qui définit des règles d'achat et de vente d'énergie, qui choisit de faciliter certaines pratiques et d'en décourager d'autres, et qui peut orienter les investissements dans différents domaines. Le cadre législatif a donc une place prépondérante dans la performance d'un système énergétique. Certains modèles sont alors destinés à l'étude des effets de diverses politiques énergétiques sur l'efficacité d'un système énergétique. Ces modèles peuvent être empiriques et étudier les performances de mesures déjà effectuées, mais ils peuvent également s'appuyer sur des méthodes de régression linéaire, de simulation ou d'optimisation. Les modèles d'évaluation de politiques énergétiques sont également utilisés en amont de la décision, pour améliorer certains aspects des systèmes énergétiques. Comme une politique énergétique vise rarement l'optimisation d'une seule variable d'un système sous contrainte, il arrive que les modèles d'évaluation de politiques énergétiques soient couplés à des modèles d'analyse multicritère permettant de définir une situation optimale à partir de plusieurs objectifs hiérarchisés par ordre d'importance.

4.1.4.6 Modèle de transport et d'utilisation du sol

Tel que mentionné en introduction, les transports représentent 28% de notre consommation énergétique (figure 2.2). Même si elle varie d'une ville à l'autre, cette proportion reste très significative dans de nombreuses villes de la planète. Le pétrole est la principale source d'énergie utilisée pour le transport de biens et de personnes, ce qui en fait un secteur clé dans l'optique de la réduction de nos émissions de gaz à effet de serre.

La dernière catégorie de modèles présentés ici, est destinée à l'étude conjointe des transports et de l'organisation du territoire. En ville, la densité de population et des activités permettent la mise en place d'une offre de transports variés (bus, métro, trains, taxis, voitures individuelles, vélos, etc.). La ville est responsable de la mise en place d'un réseau d'infrastructures de transport varié pour satisfaire les besoins de mobilité de la population. Par ailleurs, chaque individu est amené à faire un choix pour chacun de ses déplacements personnels. La plupart des déplacements sont effectués pour aller à son lieu de travail et revenir chez soi (Enquête Origine-Destination, 2013). L'organisation spatiale d'une ville est donc indissociable de l'étude des déplacements des biens et de la population. Les modèles de transport et d'utilisation du sol présentent donc une demande dérivée de besoins primaires (se chauffer, se déplacer, s'éclairer) avec une grande précision temporelle et spatiale.

4.2 Positionnement du mémoire

Même s'il existe un type de modèle destiné à la gestion du marché électrique, on peut dire que les modèles énergétiques se rangent dans deux grandes familles, les modèles d'optimisation et les modèles de simulation. Il est maintenant courant de combiner ces deux approches en montant des structures multi-modèles. Même si la simulation est pertinente dans la représentation de certaines dynamiques urbaines, nous faisons ici plutôt face à un problème d'optimisation. Nous voulons générer des solutions spatiales et technologiques qui permettent de satisfaire les besoins énergétiques de la CMM de manière optimale. OSeMOSYS est une plateforme de modélisation, libre de droits, et accessible à tous. Du même coup, elle est aussi améliorable par tous. Elle n'est composée que de cinq pages de code et s'adapte très facilement à différents contextes. OSeMOSYS a été développée dans le but de fournir un outil de modélisation souple et rapide à prendre en main (Howells *et al.*, 2011). C'est donc vers cette plateforme que nous nous tournons. Cette décision est basée sur le fait qu'un modèle flexible et en libre accès est un outil d'analyse énergétique robuste et très efficace dans la mise en place de stratégies locales de planification (Bazilian *et al.*, 2012 ; Welsch *et al.*, 2012).

Parmi les différentes approches de modélisation urbaine, certaines partagent des caractéristiques avec la nôtre. Les modèles orientés sur les technologies et les modèles de climats urbains sont trop restreints et ne correspondent pas aux objectifs de notre projet. Même si nous allons accorder une grande importance aux caractéristiques des bâtiments dans notre manière de spatialiser la consommation de l'énergie nous avons une perspective plus large que la majorité des modèles orientés sur les bâtiments. Notre modèle présente néanmoins des similarités avec les modèles qui ont une approche systémique. Même si des restrictions techniques et des contraintes de temps nous empêchent de considérer la consommation d'énergie et les émissions de CO₂ liées au secteur des transports, notre modèle a pour vocation de représenter les échanges énergétiques de la CMM dans leur ensemble. Notre modèle présente également des similitudes avec les deux autres catégories de modèles énergétiques urbains. Spatialiser les dynamiques énergétiques urbaines et faire le lien entre aménagement du territoire et consommation énergétique est un aspect fondamental de ce travail. Il est vrai que le secteur des transports est celui qui sera le plus fortement influencé par des projets de modification de l'espace urbain. Mais, l'aménagement du territoire a également un impact sur les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel. Enfin, l'outil que le projet de recherche veut développer et auquel je participe s'adresse aux décideurs et doit leur permettre d'évaluer l'impact de certains choix sur l'évolution de nos besoins énergétiques. Le modèle est donc également amené à évaluer des politiques énergétiques (ex. : méthode des scénarios). L'intention est donc de faire le lien entre consommation d'énergie et aménagement du territoire pour trouver la combinaison optimale de technologies permettant de satisfaire une demande énergétique. Les tests effectués correspondent à différents scénarios de politiques énergétiques. Je présente à présent les différentes étapes par lesquelles il faut passer pour la conception de ce modèle.

CHAPITRE V: MÉTHODOLOGIE

Comme énoncé au point 3.4, mon travail est guidé par les quatre objectifs suivants :

1. Concevoir un système énergétique de référence pour notre zone d'étude ;
2. Construire une base de données spatialisée de la consommation énergétique de la CMM ;
3. Apporter les modifications nécessaires au code d'OSeMOSYS pour permettre de spatialiser le processus d'optimisation technologique ; et,
4. Tester le modèle sur la zone d'étude afin d'être en mesure de formuler certaines recommandations.

Leur réalisation nécessite plusieurs étapes de travail qui sont décrites dans ce chapitre.

Il s'agit notamment de construire un outil de modélisation (objectifs 1 et 3) permettant une analyse spatialisée du système énergétique de la CMM (objectifs 2 et 4). L'atteinte de ces objectifs fait face à deux problèmes majeurs. D'une part, les outils de modélisation disponibles ne sont pas adaptés à l'étude intégrée des dynamiques énergétiques et territoriales. Pour y faire face, différents chercheurs ont misé sur l'intégration de plusieurs modèles de types différents leur permettant de mettre en place des structures complexes. Le temps et les ressources qui me sont impartis m'empêchent d'adopter une telle stratégie. Je mise donc sur une utilisation originale d'OSeMOSYS et l'ajout de fonctionnalités lorsque nécessaire (objectif 3). D'autre part, il n'existe pas de jeux de données énergétiques spatialisés à l'échelle de la CMM. Nous avons donc effectué plusieurs traitements de données pour arriver à construire la base de données qui soutient le modèle (objectif 2).

Ma méthodologie est découpée en quatre parties distinctes. Pour atteindre mon premier objectif, je présente la plateforme d'optimisation utilisée dans le cadre de mon étude : OSeMOSYS. J'expose certaines de ses caractéristiques et la structure des systèmes énergétiques qu'il supporte. Le concept de forme urbaine est ensuite présenté car il est au cœur du système énergétique de référence qui est construit pour ce modèle. Ensuite, je détaille l'ensemble des opérations effectuées pour construire la base de données nécessaire au fonctionnement de notre modèle (objectif 2). Je décris ensuite les modifications apportées au

code d'OSeMOSYS pour intégrer le concept de forme urbaine au modèle (objectif 3). Enfin, je décris les opérations qui m'ont permis de tester le modèle sur le cas de la CMM.

5.1 Atteinte de l'objectif 1 : concevoir un système énergétique de référence pour la CMM

5.1.1 Présentation générale de la plateforme de modélisation OSeMOSYS

Développée par un groupe de chercheurs en 2011, OSeMOSYS est une plateforme de modélisation basée sur l'optimisation linéaire et destinée à la planification à long terme de systèmes énergétiques. Contrairement à la majorité des modèles d'optimisation cités dans la section 4.2.1, les modèles conçus avec OSeMOSYS ne demandent pas d'investissement financier conséquent. La plateforme de modélisation, ainsi que toute la documentation, sont disponibles gratuitement sur un site web (OSeMOSYS, s. d.). Son fonctionnement ne nécessite que des logiciels libres de droits. En réalité, OSeMOSYS est un fichier texte écrit dans le langage GNU MathProg et peut être exécuté grâce au solveur de GLPK (qui est également un logiciel libre de droit). Cette plateforme a été conçue pour être rapide à prendre en main et facilement modifiable selon les besoins (Howells *et al.*, 2011). Ces caractéristiques ont permis d'étendre la modélisation énergétique à des milieux qui en étaient auparavant exclus. OSeMOSYS est notamment très appréciée par la communauté universitaire et a déjà été utilisée dans de nombreuses études (Fattori, 2016 ; Gardumi, 2015 ; Mentis *et al.*, 2016). Étendre à différents secteurs l'utilisation de modèles énergétiques est un excellent moyen d'en augmenter la portée (Strachan *et al.*, 2009). OSeMOSYS est guidée par l'objectif suivant: minimiser, sur une période définie, les coûts de fonctionnement d'un système énergétique soumis à des contraintes.

OSeMOSYS propose donc une vision des systèmes énergétiques comme étant un réseau de différentes technologies productrices et transformatrices d'énergie, aux capacités variées, qui fonctionnent à coûts variables à travers le temps pour satisfaire une demande. Pour fonctionner, une technologie peut consommer, ou produire plusieurs flux énergétiques ou d'émissions. Une technologie peut ainsi représenter une unité productrice d'énergie (par

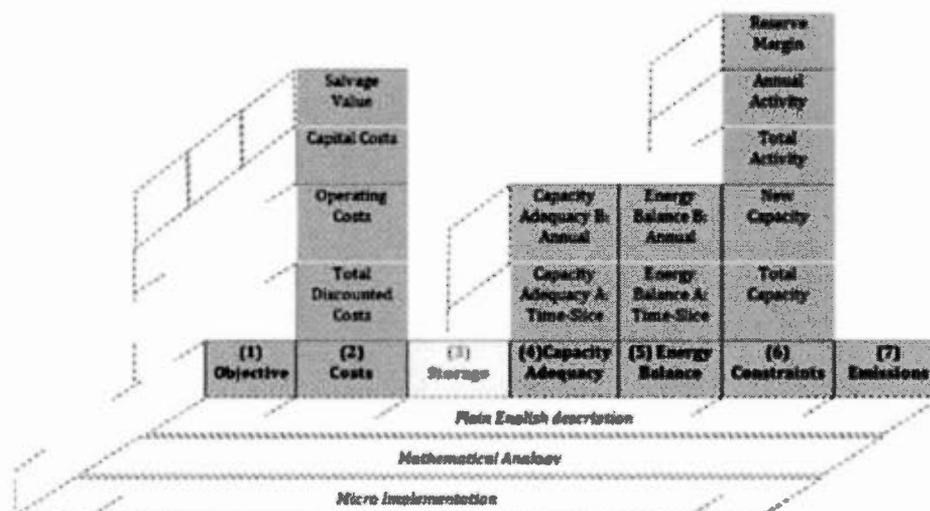
exemple, une centrale électrique qui consommerait des hydrocarbures ou des sources renouvelables pour produire de l'électricité), une entité qui transforme de l'énergie (par exemple raffinerie, qui consomme du pétrole brut et produit du pétrole raffiné), et n'importe quelle entité consommatrice d'énergie qui fournit un service énergétique (par exemple une ampoule qui consomme de l'électricité pour produire de la lumière ou une voiture qui consomme du pétrole raffiné pour permettre un déplacement). Les flux peuvent représenter des échanges d'énergie, des services énergétiques ou des externalités du fonctionnement d'une technologie (ex. : émissions). OSeMOSYS considère donc les émissions de gaz à effet de serre liées au fonctionnement de chaque technologie comme étant un flux. Le système entier est soumis à plusieurs contraintes techniques et réglementaires. Le modèle peut choisir d'investir dans l'une ou l'autre des technologies en minimisant le coût de fonctionnement général du système au cours du temps.

Concrètement, OSeMOSYS est composée de *sets* (grandeurs ou types d'objets), de paramètres, de variables, d'une fonction représentant l'objectif, et d'un ensemble de contraintes. Le code d'OSeMOSYS est composé de douze *sets*. Il est à noter que toutes les indications liées à la plateforme sont en anglais. Elles sont présentées telles quelles par souci de clarté et de cohérence, et pour que le travail puisse être reproductible et comparé avec d'autres liés à la même plateforme. La traduction est parfois indiquée pour faciliter la lecture. Ce sont des grandeurs, des informations, à partir desquelles sont définis tous les autres objets du code. Les *sets* que nous utilisons dans le cadre de notre étude sont listés dans le tableau 5.1. Tous les paramètres, variables et contraintes sont ensuite définis en fonction d'une combinaison de valeurs des différents *sets*. Les paramètres sont entrés par l'utilisateur et fournissent toutes les informations nécessaires à l'exécution de son modèle. Le propre du modèle est de trouver la combinaison optimale de variables qui minimise les coûts de fonctionnement du système soumis à certaines contraintes. Les variables permettent également de calculer les externalités du modèle. Il existe deux types de contraintes. Les contraintes d'équilibre permettent de lier les variables entre elles pour leur assigner une valeur. Ce sont les garantes de la structure et de l'équilibre général du système. Les autres contraintes permettent de borner le système en assignant une valeur maximale ou minimale à une variable.

Tableau V.1. Sets d'OSeMOSYS

Set	Index
<i>Year</i>	<i>y</i>
Technology	<i>t</i>
Region	<i>r</i>

Le code d'OSeMOSYS est organisé de manière modulaire ce qui facilite l'ajout de nouveaux blocs ou la suppression de blocs inutiles. Le rôle de chaque bloc et la manière dont il s'agence avec le reste du code est expliqué en détail dans le travail de Howells *et al.* (2011). La figure 5.1 illustre l'ensemble des blocs qui composent la structure d'OSeMOSYS.



Source : Howells *et al.* (2011)

Figure V.1. Structure d'OSeMOSYS

Les blocs d'OSeMOSYS sont rangés en six grandes fonctionnalités.

Objectif (*objective*). C'est une fonction qui détermine l'objectif général du modèle. L'objectif peut être de minimiser ou de maximiser n'importe quelles variables du modèle.

Mais dans l'esprit d'OSeMOSYS, l'objectif est de minimiser le coût total de fonctionnement du système.

Coûts (*costs*). Au fonctionnement de chaque technologie est lié un coût. Investir dans une technologie représente un coût en capital (*capital cost*) et la faire fonctionner représente un coût d'opération (*operating cost*). Le modèle comptabilise également la valeur résiduelle des technologies après la fin de la période de modélisation (*salvage value*). Les différents coûts sont éventuellement réduits (*discounted cost*) avant d'être comptabilisés dans le calcul du coût total de fonctionnement du système sur la période de modélisation (*cost*).

Stockage (*storage*). Cette fonctionnalité permet de prendre en compte la capacité de certaines technologies à stocker de l'énergie. Étant donné les réserves et les prix d'opération à une période donnée, il pourrait être plus rentable de stocker de l'énergie avant de la consommer lorsque c'est possible.

Capacité (*capacity adequacy*). Ces deux blocs permettent de comptabiliser la capacité disponible de chaque technologie et ainsi vérifier si des investissements sont nécessaires pour combler la demande. Les capacités peuvent ainsi être comptabilisées sur un intervalle de temps (Time-slice (A)) ou sur une année (B).

Équilibre énergétique (*energy balance*). C'est grâce à cette fonctionnalité que l'équilibre énergétique général du système est maintenu. En tout temps et pour chaque type d'énergie, il faut que la demande, l'exportation et la perte d'énergie puissent être comblées par de l'énergie produite, stockée ou importée. Cet équilibre est maintenu par deux blocs différents à l'échelle d'une Time-slice (A) et de l'année (B).

Contraintes (*constraints*). Cette fonctionnalité regroupe différents types de bloc qui ont pour rôle de borner l'activité et la capacité totale du système (*Total Activity* et *Total Capacity*), l'acquisition de nouvelles unités de capacité technologiques (*New Capacity*) ainsi que l'activité annuelle de certaines technologies (*Annual Activity*). Le dernier bloc est destiné à assurer que la capacité installée est suffisante pour satisfaire la demande en période de pointe (*Reserve Margin*).

Un système énergétique peut être divisé en sous-systèmes indépendants (régions) qui peuvent échanger de l'énergie. La période de modélisation peut également se diviser en périodes aux caractéristiques différentes et donc permettre par exemple de représenter les variations saisonnières ou même journalières du système énergétique. Comme notre modèle est destiné à des activités de planification à long terme et non à des activités d'opération du système en temps réels, nous n'avons pas besoin d'une très grande précision temporelle. Diviser la CMM en différentes zones de modélisation permet de faire varier les caractéristiques du système dans l'espace, mais cette vision est beaucoup trop statique pour permettre d'incorporer les dynamiques urbaines territoriales à l'intérieur du processus d'optimisation. Heureusement, OSeMOSYS a été conçue de manière très flexible pour être facilement modifiable. Contrairement aux autres plateformes de modélisation énergétique plus dispendieuses et dont la prise en main est plus fastidieuse, OSeMOSYS a été développée pour permettre une amélioration constante soutenue par une communauté de modélisateurs riche et variée. Pour remplir mes objectifs, j'ai effectué plusieurs modifications au code d'OSeMOSYS, en respectant les principes suivants :

- Pour pouvoir continuer à bénéficier du travail de la communauté OSeMOSYS, les changements devront affecter le moins possible le code d'origine. Je n'effectuerai donc pas de modifications profondes du code.
- Lorsque ce sera possible, je privilégierai une utilisation ingénieuse des possibilités existantes pour ajouter de nouvelles fonctionnalités.
- Je respecterai l'approche modulaire d'OSeMOSYS. Toute nouvelle fonctionnalité devra être totalement indépendante.

Pour ce modèle, les précisions spatiale et temporelle suivantes ont été choisies :

- **Précision spatiale** : le modèle est composé de cinq zones géographiques. Elles correspondent aux cinq ensembles administratifs qui composent la CMM. Il est à noter que les deux couronnes et les deux banlieues (Longueuil et Laval) présentent plusieurs points de ressemblances. Ce choix est motivé par la volonté de différencier les dynamiques énergétiques et urbaines pour chacune de ces zones.

- **Précision temporelle** : étant donné que le modèle est destiné à la mise en place de stratégies à long terme plus qu'à l'opération du système en temps réel, l'année a été choisie comme unité de précision temporelle.

Les possibilités offertes par le modèle sont donc utilisées au maximum de leurs capacités, mais il est tout de même nécessaire de procéder à quelques modifications. Le concept de technologie est utilisé tel qu'il est prévu par OSeMOSYS pour mettre en concurrence différentes formes urbaines au sein de la CMM. De cette manière, l'évolution de l'espace est conçue de manière dynamique et est intégrée au processus de modélisation. La section 5.2.1 détaille la manière dont les possibilités d'OSeMOSYS sont utilisées.

5.1.2 Formes urbaines

La CMM est composée de différents types d'unités territoriales. On y retrouve par exemple des zones résidentielles plus ou moins denses, un centre-ville, des zones industrielles et des terres agricoles. L'étude de l'ensemble de ces unités et de la manière dont elles évoluent s'appelle la morphologie urbaine (MULETA, s. d.). Même s'il n'existe pas de consensus sur la définition, le terme « formes urbaines » est celui qui nous apparaît le plus adéquat pour traiter de ces types d'unités territoriales. Dans le cadre de cette étude, il fera référence aux différentes unités territoriales, bâties ou non, qui composent le tissu urbain. Ces unités se différencient par leur structure, mais également par leurs fonctions. Les formes urbaines permettent ainsi de loger la population, de fournir des emplois ou de produire des services. Elles se caractérisent aussi par des profils énergétiques bien différents. Le modèle met en concurrence différentes configurations spatiales au sein du processus d'optimisation pour déterminer laquelle est optimale du point de vue des coûts associés à la consommation énergétique.

Dans OSeMOSYS, une technologie est assimilée à une entité capable de produire un ou plusieurs flux, à un certain coût, en consommant un ou plusieurs autres flux et en émettant une certaine quantité de gaz à effet de serre. Les fonctions que remplit une technologie, sont assez proches de celles qu'on attend de nos formes urbaines. Le concept de technologie est donc utilisé tel que prévu par OSeMOSYS pour représenter les services que peuvent offrir les

différentes formes urbaines. Deux types de technologies sont prévues: des technologies classiques (telles que prévues par OSeMOSYS) et des technologies de forme urbaine. Ces dernières sont comparables à des « machines » de un kilomètre carré qui utilisent une certaine quantité et un certain mix d'énergie pour satisfaire une demande en logement. Leur fonctionnement engendre également une certaine quantité d'émissions de gaz à effet de serre. Le système a la possibilité d'investir dans l'une ou l'autre de ses technologies de forme urbaine, en fonction de leurs caractéristiques, pour satisfaire la demande donnée tout en respectant des contraintes environnementales et spatiales.

Dans le cadre de ce mémoire qui vise une première ébauche de modèle pour la CMM, je dispose d'un temps et de moyens limités pour effectuer toutes les tâches que nécessite la mise en place d'un modèle énergétique. C'est pourquoi il a été décidé de ne considérer qu'une seule et unique demande, le logement. Les technologies de forme urbaine sont donc comparables à des machines qui consomment de l'énergie pour satisfaire une demande en logement tout en émettant du CO₂. Seulement, il n'est pas concevable de considérer uniquement l'énergie consommée par les bâtiments résidentiels (qui représentent seulement 19% de la consommation énergétique du Québec; figure 2.2) pour effectuer une analyse de qualité. Pour remédier à cela, la consommation et les émissions de toutes les activités qui ont lieu en son sein, sont attribuées à une forme urbaine. Une telle approche permet de représenter la diversité des services que peut rendre une forme urbaine, ainsi que de comptabiliser la consommation d'énergie nécessaire à son fonctionnement et les émissions qui y sont liées. Nous mettons donc en concurrence différents types de formes urbaines pour satisfaire une demande d'habitation. Le risque encouru est que le modèle décide de sacrifier (convertir) les formes urbaines qui offrent peu de service d'habitation. Nous empêchons cela en ajoutant des contraintes dont la formulation mathématique est détaillée dans la section 6.3.

Par ailleurs, il nous incombe de définir les contours de ces formes urbaines ainsi que leur nombre. Il est important que chaque forme urbaine ait des caractéristiques qui lui soient propres. Pour cela, nous limitons à six le nombre des formes urbaines tout en nous assurant qu'elles représentent la diversité du tissu urbain. Les six formes sont présentées au tableau 5.2.

Tableau V.2. Liste des formes urbaines modélisées pour la CMM

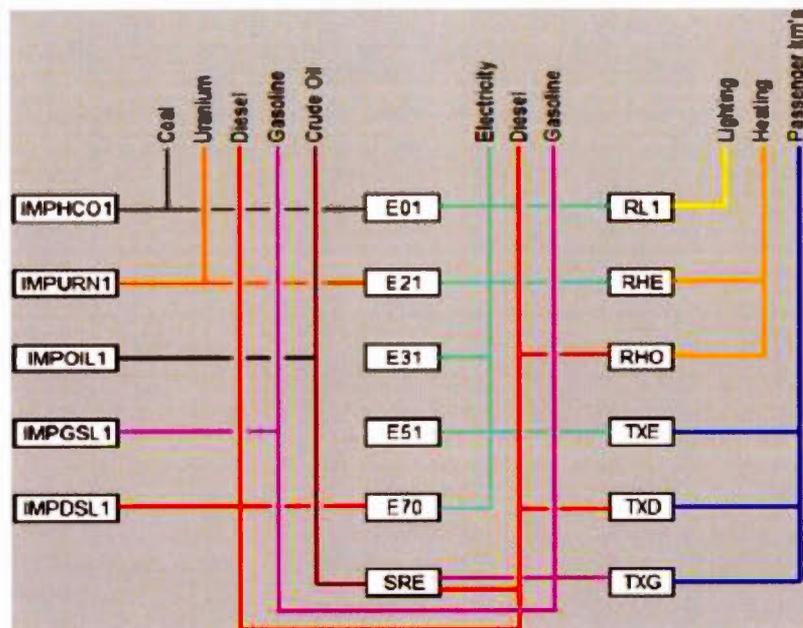
Formes urbaines	Index
Centre-ville	CV
Bâti faible	BF
Bâti moyen	BM
Bâti dense	BD
Agricole	AGR
Industrielle	IND

Les territoires couverts par les zones agricoles et industrielles sont assez reconnaissables et remplissent des fonctions bien différentes de toutes les autres formes urbaines. Le centre-ville également est un bloc à part entière. C'est une zone relativement petite qui se caractérise par de hauts bâtiments et une densité d'emplois très importante. Les trois dernières formes urbaines sont des zones résidentielles de densités différentes. Elles regroupent principalement des bâtiments résidentiels, commerciaux, institutionnels dans des proportions différentes. De cette manière, nous représentons la diversité des options disponibles pour le logement des individus. La pertinence de ce découpage sera validée à la section 6.2.2 et la composition des formes urbaines sera décrite en détail.

5.1.3 Système énergétique de référence

Le réseau de technologies et de flux d'un modèle énergétique est représentable par un système énergétique de référence. C'est une vision simplifiée des relations entre les différents objets qui composent le système ainsi que des flux qui le traversent. Au début de la période de modélisation, un certain mix technologique est disponible et il sera amené à évoluer en fonction de la demande, et de l'ensemble des contraintes du système. Définir un système énergétique permet de guider le reste des étapes de la construction du modèle. Cela permet également d'expliquer la manière dont ces technologies de formes urbaines s'insèrent dans le cadre prévu par OSeMOSYS. Cette étape est particulièrement importante, car c'est elle qui

nous permet de concevoir la structure du système. Elle définit les objets qui composent le système et la manière dont ils sont en relation. Un système énergétique se présente sous la forme de celui illustré à la figure 5.2. Selon de Howells *et al.* (2011), le système énergétique du modèle UTOPIA est composé de trois types de technologies. Les technologies d'importation (dont le nom commence par IMP), des technologies qui transforment de l'énergie (dont le nom commence par E et SRE), et des technologies qui produisent des services (toutes les autres). Les traits de couleurs représentent les flux énergétiques qui circulent au sein du système. Pour définir notre système énergétique, nous devons d'abord définir les éléments qui le composent et la manière dont ils sont en relation.



Source: Howells *et al.* (2011)

Figure V.2. Système énergétique de référence du modèle UTOPIA

5.2 Atteinte de l'objectif 2 : construire une base de données spatialisée de la consommation énergétique de la CMM

Comme énoncé plus haut, le modèle est composé de paramètres qui doivent tous être spécifiés pour une combinaison de *sets*. En tant qu'éléments centraux de notre modèle, les formes urbaines doivent être décrites par un grand nombre de données. C'est de leur exactitude que dépend la qualité du résultat fourni par le modèle. Le premier défi est de découper le territoire suivant les six formes urbaines sélectionnées. Nous disposons de différentes bases de données à différentes échelles. Agréger ces données à l'échelle des formes urbaines nécessite un certain nombre de manipulations que nous détaillons plus bas. Comme nous avons fait le choix d'utiliser des logiciels libres de droit, la construction de notre base de données se fait essentiellement avec QGIS (Quantum GIS). Quelques opérations sont tout de même effectuées à l'aide de logiciels non libres de droit.

5.2.1 Délimitation des formes urbaines

Les six formes urbaines dont nous avons besoin pour le modèle ont été décrites, leurs contours doivent maintenant être tracés. Ce processus de classification des différents espaces de la CMM est automatisé pour être reproductible et améliorable. Nous procédons donc à une classification spatiale effectuée à l'aide d'un SIG. Cette opération, qui consiste à diviser une image suivant la signature spectrale de ses pixels, comporte les quatre étapes suivantes.

Choix de l'image : La première étape consiste à choisir une image satellite de la CMM. Pour notre œil, une image est composée de pixels de couleurs différentes. Mais en réalité, un pixel contient beaucoup plus d'information que cela. La lumière est composée de plusieurs ondes, visibles ou pas, qui sont définies par leurs longueurs d'onde. Les ondes sont rangées suivant leurs longueurs d'onde dans différentes bandes spectrales. Pour notre œil, chaque couleur correspond à une combinaison d'intensités de rayonnement de différentes longueurs d'onde. Un pixel contient une information sur l'intensité des ondes dans chacune de ses bandes spectrales. Cela s'appelle une signature spectrale. Plus une image comporte un nombre important de bandes spectrales, plus la signature spectrale de chacun de ses pixels est

décrite en détail. Nous avons choisi une image Landsat 8 qui contient 9 bandes spectrales (disponibles gratuitement).

Choix des sites d'entraînement : Cette étape consiste à tracer manuellement sur l'image satellite, de petits polygones définissant nos six formes urbaines. Nous définissons ainsi plusieurs polygones répartis dans les différentes régions de la CMM, pour chacune de nos formes urbaines. C'est la seule étape du processus à ne pas être automatisée. C'est au modélisateur de définir ce qui correspond sur le terrain à sa définition des formes urbaines. La figure 5.3 permet de visualiser nos sites d'entraînement ainsi que les différentes formes urbaines qu'ils représentent. Une signature spectrale est alors associée à chaque forme urbaine. Nous répétons le processus jusqu'à avoir des signatures spectrales significativement différentes pour chaque forme urbaine.

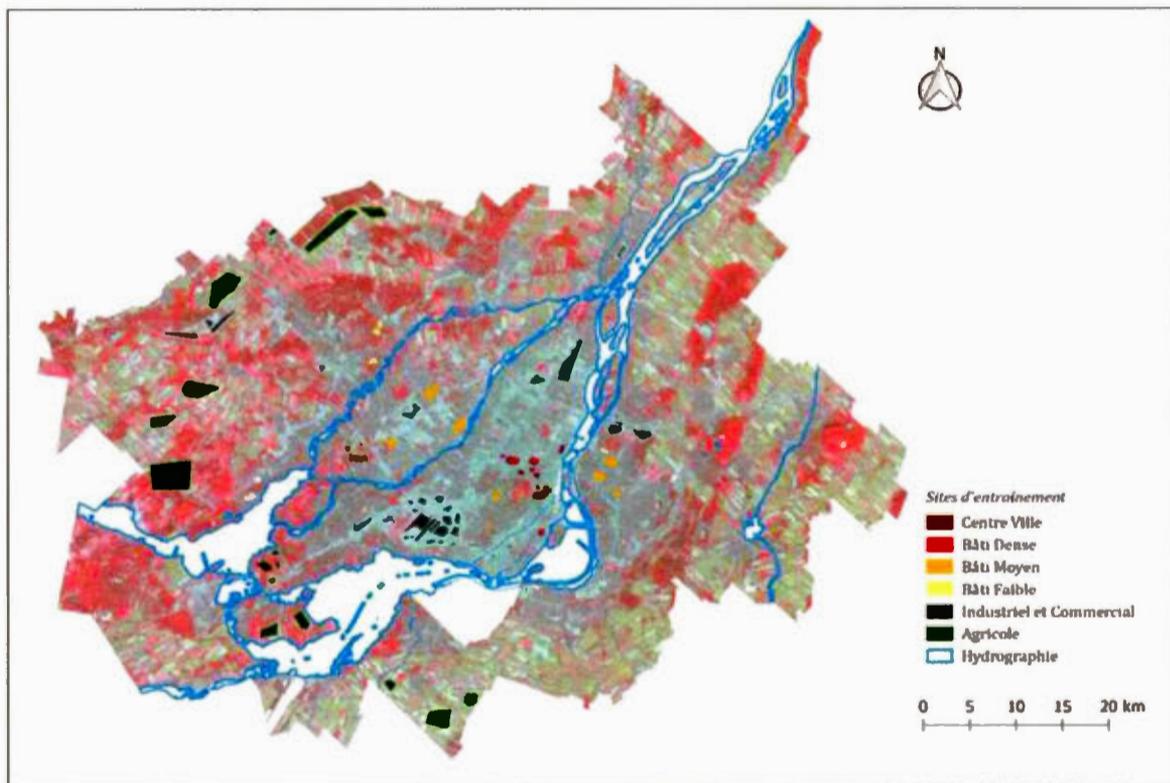


Figure V.3. Sites d'entraînements

Algorithme de classification : nous utilisons le logiciel PCI Geomatica pour réaliser une classification dirigée par l'algorithme *maximum likelihood*. Cet algorithme consiste à déterminer, pour chaque pixel, la forme urbaine ayant la signature spectrale la plus proche de la sienne. Chaque pixel est donc classifié en fonction de sa signature spectrale, comme faisant partie d'une des formes urbaines.

Rectification des erreurs : Il est possible que certaines zones soient mal classifiées. Si c'est le cas, il nous est possible de choisir de nouveaux sites d'entraînement et d'avoir à nouveau recours à l'algorithme de classification. Si des erreurs persistent, nous nous autorisons en dernier recours, à les modifier manuellement.

5.2.2 Agrégation des données

Maintenant que nous avons délimité les contours de nos formes urbaines, nous devons calculer leurs performances énergétiques ainsi que le nombre d'habitants qu'elles sont capables de loger. La CMM amasse des données et émet des produits statistiques de qualité dans les domaines où elle exerce une responsabilité. L'énergie n'en fait malheureusement pas partie. Il n'existe pas de données précises sur la consommation énergétique à travers la CMM. Les données qui sont disponibles sont agrégées à l'échelle d'une entité administrative (secteur de recensement, zone de recensement, municipalité, MRC, ville, etc.). Or les contours de nos formes urbaines ne suivent pas ceux de ces entités administratives. Pour produire une base de données qui puisse être agrégée au niveau des formes urbaines et donc soutenir correctement notre modèle, nous nous appuyons sur des jeux de données agrégés à une échelle inférieure. Lorsqu'ils ne sont pas disponibles, des opérations de changement d'échelles sont effectuées. Nous distribuons dans un premier temps les différents types de données sur une trame composée d'unités les plus petites possibles. Cela s'appelle l'approche « *Top-Down* ». Ça nous permet de faire passer un jeu de données globales à un niveau plus bas. Nous devons ensuite agréger les données obtenues à l'échelle de la forme urbaine. C'est l'approche « *Bottom-up* ». Cela nous permet de regrouper différentes données à une échelle plus haute. Ces deux étapes seront successivement détaillées dans les deux sections suivantes.

5.2.2.1 L'approche « *Top Down* » de désagrégation des jeux de données à l'échelle des catégories d'utilisation du sol

L'objectif de cette méthode est de désagréger un jeu de données à une échelle plus basse. Comme toutes les données que nous manipulons sont géoréférencées, nous devons d'abord trouver une trame de fond la plus fine possible. La CMM met à jour chaque année une base de données complète d'utilisation du sol qui recense les caractéristiques de toutes les propriétés ou bâtiments (CMM, s. d.-a). D'un autre côté, nous disposons de la Base de Données Nationale sur la Consommation de l'Énergie (BNCÉ) au Canada entretenue par Ressources Naturelles Canada (Ressources Naturelles Canada, s. d.-a). Elle regroupe différentes informations par province sur les profils de consommation énergétique de différents secteurs. Nous nous en servons pour attribuer à chaque polygone d'utilisation du sol un profil de consommation énergétique en fonction de ses caractéristiques.

D'une part, nous tirons de la BNCÉ (et autres) l'intensité énergétique (GJ consommés par m² de plancher) et le profil énergétique, pour chaque secteur d'activité et chaque type d'habitation. Une opération similaire est faite pour déterminer l'intensité d'émission des GES exprimée en tonnes par térajoule (TJ) consommé, pour chaque secteur d'activité ou type d'habitation. Les données collectées sont présentées au tableau 5.3. Il est important de souligner que l'intensité énergétique pour les secteurs agricoles et industriels est donnée en Gigajoules (GJ) par m² de surface au sol alors que pour les autres, il est donné en GJ par m² de plancher.

Tableau V.3. Intensité énergétique et GES par type de bâtiments

	Maisons individuelles	Maisons attenantes	Appartements	Commercial	Industriel	Agricole
Intensité énergétique						
GJ/m²	0,94	0,72	0,66	1,46	1,62	0,00093
Parts Énergie (%)						
Electricité	57,4	75,1	77,6	62,6	47,3	19,8
Gaz Naturel	6,0	6,7	7,4	32,2	22,6	3,4
Pétrole	7,3	6,0	5,6	2,7	14,3	66,4
Autres	0,3	0,3	0,3	2,5	0,0	10,5
Biocombustible	28,9	11,8	8,9	0,0	15,7	0,0
Intensité GES						
Tonnes/TJ	9,4	10,1	9,6	19,1	24,8	58,2

Sources: (Ressources Naturelles Canada, 2012a) ; Ressources Naturelles Canada (2012b) ; (Ressources Naturelles Canada, 2012c, 2012d)

D'autre part, nous établissons une équivalence entre la légende de la base de données d'occupation du sol de la CMM et celle de la BNCÉ. Pour cela, nous étudions les différentes définitions du glossaire de la BNCÉ (Ressources Naturelles Canada, s. d.-b) et les associons à des termes de la nomenclature de la base de données d'occupation du sol de la CMM. Le tableau 5.4 montre la manière dont les deux bases de données ont été associées.

Tableau V.4. Couplage des bases de données spatiale et énergétique

Utilisation du sol (CMM, 2014)	Données énergétiques (RnCan, 2012, a, b, c, d)		
	Légende	Intensité énergétique GJ/m ²	Intensité GES (t/Tj)
Polygone (m²)			
Résidentiel	Maison Individuelle	0,94 GJ/m ² plancher	9,4
Résidentiel 1 logement			
Résidence de 2 à 4 logements	Maisons attenantes	0,72 GJ/m ² plancher	10,1
Condo de 2 à 4 logements			
Résidence de 5 à 24 logements	Appartements	0,66 GJ/m ² plancher	9,6
Condo de 5 à 24 logements			
Résidence de 25 logements et plus			
Condo de 25 logements et plus			
Commerciale	Commercial et institutionnel	1,46 GJ/m ² plancher	19,1
Bureau			
Institutionnelle			
Institution Économique			
Institution non-Économique	Industriel	0,92 GJ/m ² sol	24,3
Zone ferroviaire			
Industrie			
Zone aéroportuaire	Agricole	0,00093 GJ/m ² sol	58,2
Agricole			
Golf			
Terrain vacant			
Hydrographie			
Parcs et Espace vert			
Utilité publique			
Stationnement			
Rue ou ruelle			
Rue ou ruelle			

Les deux premières colonnes représentent les équivalences de nomenclatures des deux jeux de données. De cette manière-là, nous pouvons associer à chaque polygone de la base de données de la CMM, une intensité énergétique (par rapport à la surface au sol ou la surface de plancher). La quantité exacte d'énergie consommée au sein de chaque polygone est calculée suivant le secteur.

Pour les secteurs industriels et agricoles, la surface des polygones est facilement calculable à partir de QGIS. Il suffit de multiplier ce chiffre par l'intensité énergétique pour obtenir la quantité et le type d'énergie consommée en GJ. À partir de là, un calcul et une simple conversion nous permettent de calculer la quantité de GES émise (en t) par polygone.

Pour les autres secteurs, la base de données d'utilisation du sol de la CMM contient des informations sur l'aire et le nombre d'étages des bâtiments de chaque polygone de la CMM. Il est donc possible d'obtenir la surface totale de plancher de chaque polygone de la CMM. À partir de ce chiffre et des informations des tableaux 5.3 et 5.4, il est donc possible de connaître la quantité et le type d'énergie consommée dans chaque polygone. De là, nous pouvons déduire grâce à l'intensité GES, la quantité de GES émise par chaque polygone.

Ainsi, pour chaque polygone de la base de données d'utilisation du sol de la CMM nous pouvons connaître la quantité et le type d'énergie consommée ainsi que la quantité de GES émise.

5.2.2.2 L'approche « *Bottom-up* » d'agrégation des jeux de données au niveau des formes urbaines

Nous disposons maintenant de formes urbaines dont les contours ont été tracés et d'une base de données géoréférencées, très fine sur la consommation énergétique par secteur et type d'habitation. Nous avons aussi accès à des données démographiques de qualité grâce au recensement de 2011. Ces données sont organisées par îlot de diffusion de la taille d'un pâté de maisons. Ces données énergétiques et démographiques sont maintenant agrégées à l'échelle des formes urbaines.

Cette opération consiste à regrouper toutes les données contenues par de petits polygones au sein d'un polygone de taille supérieure. C'est ce qu'on appelle l'approche *Bottom-up*. S'il n'est pas toujours évident de désagréger des données, faire l'opération inverse est beaucoup plus simple. Il nous suffit de regrouper les informations contenues dans des polygones de petite taille à l'intérieur d'un polygone de taille supérieure. Nous avons agrégé les données énergétiques et démographiques à l'échelle des formes urbaines. De cette manière-là, nous pouvons avoir une très bonne idée des performances des différentes formes urbaines.

5.3 Atteinte de l'objectif 3 : apporter les modifications nécessaires au code d'OSeMOSYS pour permettre de spatialiser le processus d'optimisation technologique

Nos technologies de formes urbaines, comme elles représentent des territoires qui occupent un espace, répondent à des règles différentes de celles prévues par le modèle. Pour bien comprendre la manière dont les technologies de formes urbaines s'intègrent dans le cadre d'OSeMOSYS, les termes « activité » et « capacité » ont besoin d'être clarifiés.

OSeMOSYS prévoit que pour chaque région et chaque période de temps, chaque technologie a une certaine capacité et une certaine activité. La capacité signifie la quantité d'énergie maximale que peut produire une technologie sur une période donnée alors que l'activité donne la quantité totale d'énergie fournie pour satisfaire la demande. La plupart du temps, la capacité est mesurée en gigawatts et l'activité en PJ. L'activité annuelle d'une technologie doit, bien entendu, être inférieure à la quantité d'énergie que fournirait cette technologie si elle tournait à pleine capacité pendant une année complète. Pour une technologie de forme urbaine, la capacité représente la superficie occupée par la forme urbaine tandis que l'activité représente la superficie qui est utilisée pour le logement. Ici donc, la capacité et l'activité sont exprimées dans la même unité. Il est aussi, évidemment, nécessaire que l'activité soit inférieure à la capacité.

Dans un premier temps, j'enlève les blocs de contraintes décrits ci-dessus et qui ne sont pas pertinents à l'approche de modélisation.

Storage. Ce bloc permet le stockage d'une certaine quantité d'énergie dans une technologie donnée. Nos technologies d'importation sont uniquement prévues pour faire rentrer de l'énergie au sein du système. À ce stade, Il ne fait pas non plus de sens de considérer qu'une forme urbaine a un potentiel de stockage de l'énergie. Tous les paramètres, les variables et les contraintes liées à ce bloc ne sont pas pris en compte.

Salvage Value. Nous considérons qu'une technologie de forme urbaine ne se dégrade pas, elle s'entretient. Plutôt que de lui donner une durée de vie limitée, nous préférons lui associer un coût d'entretien. Si une unité technologique ne se dégrade pas, il n'est pas pertinent de prendre en compte la valeur qu'elle peut représenter hors de la période de modélisation. Nos technologies d'importation ne sont pas non plus dégradables. Les paramètres, variables et contraintes de ce bloc ne sont pas pris en compte.

Reserve Margin. Ce bloc est utilisé pour prévoir une capacité suffisante pour satisfaire la demande en période de pointe. La demande de notre modèle est exprimée en nombre d'habitants par année et comme il n'y a pas de pic de demande de la population, les paramètres, variables et contraintes liées à ce bloc sont donc enlevés.

Pour combler une demande croissante, un modèle d'optimisation investit dans des unités de capacité de technologie dont il dispose. Étant donné que dans notre cas la capacité renvoie à l'espace utilisé par une forme urbaine, investir dans des unités de capacité revient à construire de nouvelles unités de formes urbaines sur le territoire de la CMM. Or, l'espace disponible au sein de la CMM est totalement occupé. Pour construire de nouvelles unités de formes urbaines, il est donc nécessaire d'en sacrifier d'autres. Pour faire face à l'évolution de la demande ou pour minimiser les impacts du système, notre modèle convertit les unités de formes urbaines. Cette action nécessite que j'ajoute les nouveaux blocs décrits ci-dessous.

Space constraints (Contrainte d'espace). Ce bloc sert à comptabiliser la surface couverte par l'ensemble des formes urbaines et à assurer qu'elle ne dépasse pas la surface totale de la CMM.

Capacity Conversion (conversion de capacité). Ce bloc permet d'encadrer la conversion d'unités de territoire de la CMM. Comme expliqué plus haut, le manque d'espace

au sein de la CMM empêche le modèle d'investir dans de nouvelles unités de technologies de formes urbaines. Pour faire face à une augmentation de la demande, le modèle peut donc convertir des formes urbaines. De cette manière-là, le modèle peut représenter l'évolution du territoire de la CMM.

Conversion cost (coût de conversion). Ce bloc permet de comptabiliser les coûts de conversion des technologies de formes urbaines dans le calcul du coût total de fonctionnement du système.

5.4 Atteinte de l'objectif 4 : tester le modèle sur la zone d'étude afin d'être en mesure de formuler certaines recommandations

La mise en œuvre du code d'OSeMOSYS est accompagnée de tests de validation du bon fonctionnement des nouvelles fonctionnalités de mon modèle. Une fois les modifications correctement intégrées au modèle, je serai en mesure d'effectuer un test grandeur nature pour en évaluer le plein potentiel. Pour cela, je dois d'abord définir les paramètres d'un scénario de base et monter la base de données lui correspondant. L'objectif étant de tester le fonctionnement du modèle, je me limite à un seul scénario. L'enjeu n'est pas de définir un scénario qui soit le plus réaliste possible, mais plutôt de porter un regard critique sur les modifications apportées à OSeMOSYS.

Je définis ainsi, pour chaque région du modèle, une demande en habitation, une limite d'émission de GES, les limites dans lesquelles le transfert de formes urbaines est permis, l'évolution du coût des différentes ressources énergétiques, et l'évolution de l'efficacité énergétique des technologies du système. À partir de notre base de données et du scénario défini, je construis un document contenant les données nécessaires au fonctionnement du modèle. Je présente ensuite les résultats obtenus de manière à comprendre les choix pris par le modèle pour satisfaire la demande définie.

Ce test souligne les points forts de notre approche de modélisation ainsi que ses limites. Cela me permet d'émettre des recommandations d'ordre technique sur les améliorations qui me semblent les plus prometteuses.

CHAPITRE VI: RÉSULTATS

La construction d'un outil de planification énergétique nécessite l'exécution de différentes étapes intermédiaires. La méthodologie mise en place pour y parvenir a permis la production de différents résultats. Le premier résultat qui est présenté, est le système énergétique de référence de notre modèle énergétique. Il guide le reste de ce travail. Ensuite, plusieurs étapes nous ont permis de distribuer la consommation de l'énergie des secteurs résidentiels, industriels, agricoles, commerciaux et institutionnels sur le territoire de la CMM. Cette base de données a ensuite été agrégée au niveau des différentes formes urbaines identifiées. Ce résultat offre une meilleure compréhension de la relation entre utilisations du territoire, paramètres démographiques et consommation d'énergie au sein de la CMM. Je présente également les modifications apportées au code d'OSeMOSYS pour permettre une optimisation spatiale du système énergétique de la CMM. Je présente enfin un test effectué sur le modèle. Ce dernier résultat met en valeur la manière dont les deux résultats précédents s'insèrent dans le processus complet de modélisation. Ce test permet également d'effectuer un bilan du travail effectué, des forces et des faiblesses du modèle et d'émettre des recommandations pour l'avenir du projet de recherche.

6.1 Système énergétique de référence de la CMM

Le système énergétique de référence de la CMM est composé de technologies et de flux énergétiques. Il représente les différentes voies que peut prendre l'énergie dans le réseau qui permet de la transformer en services énergétiques. Comme énoncées précédemment, les activités de modélisations nous contraignent à la simplification de notre système énergétique de référence. La quantité d'intrants et d'extrants ont par exemple été limités. Notre système énergétique est représenté à la figure 6.1.

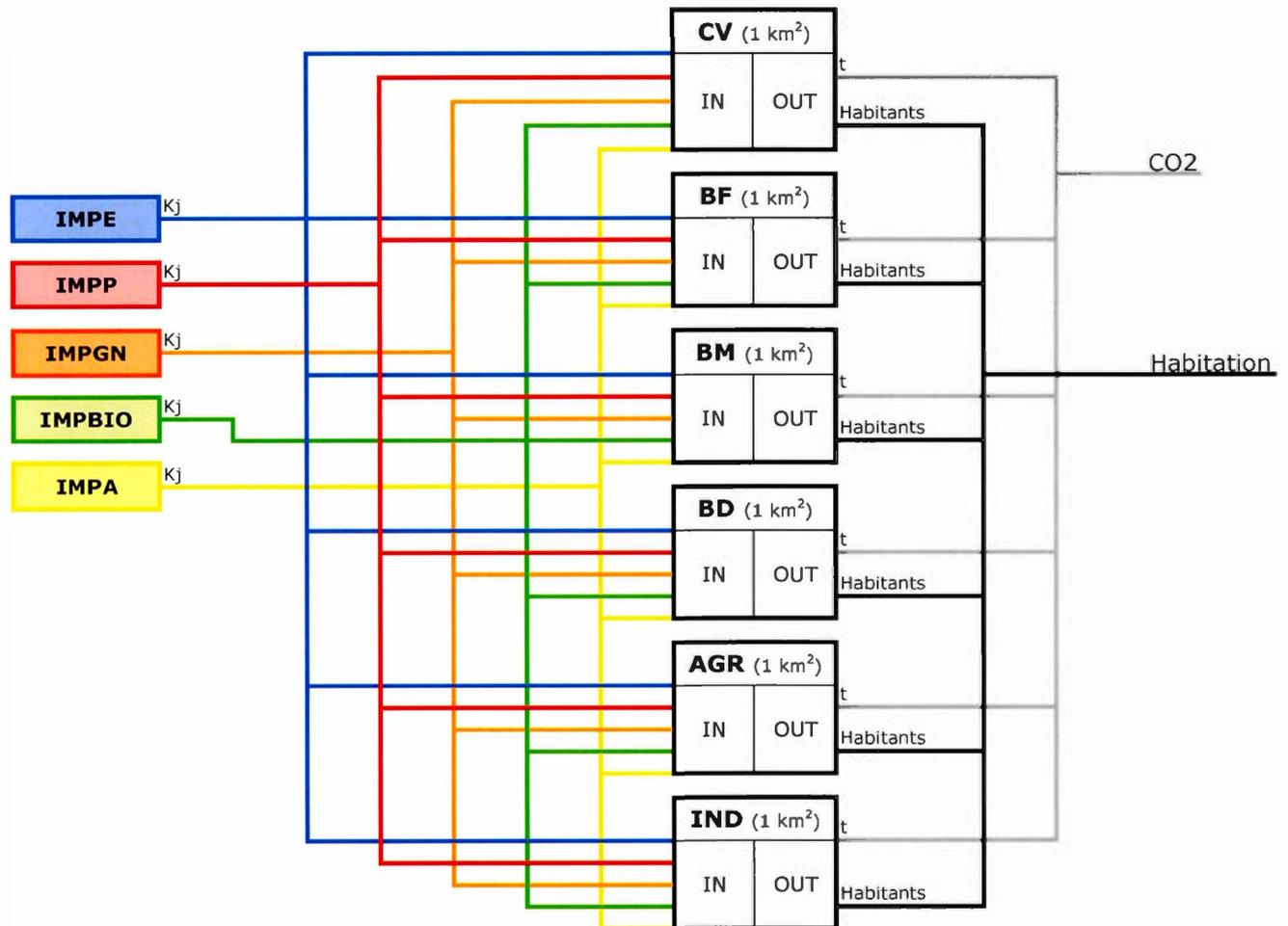


Figure VI.1. Système énergétique de référence de la CMM

Le système énergétique de référence de notre modèle est composé des entités décrites ci-dessous.

Des technologies d'importations. Représentées par des boîtes de couleurs, ce sont des technologies au sens prévu par OSeMOSYS. Les technologies d'importation sont comparables à des machines dont le fonctionnement n'est soumis à aucune contrainte et dont

le rôle est de fournir l'énergie nécessaire au fonctionnement du système au prix du marché. Cet artifice permet de simuler les capacités d'importations d'énergie du système pour les catégories suivantes :

- IMPE : électricité,
- IMPP : pétrole,
- IMPGN : gaz naturel,
- IMPBIO : biocombustibles,
- IMPA : autres.

Des technologies de formes urbaines. Symbolisées par des boîtes blanches, elles représentent les différentes formes urbaines suivantes, qui composent le territoire de la CMM (ces unités sont caractérisées à la section 6.2) :

- CV : centre-ville,
- BF : bâti faible (bâti de faible densité),
- BM : bâti moyen (bâti de densité moyenne),
- BD : bâti dense (bâti de forte densité),
- AGR : zone agricole,
- IND : zone industrielle.

Des flux énergétiques. Représentés par des traits de couleurs, ils matérialisent les échanges des différents types d'énergie au sein de la CMM.

Des flux d'émission. Les traits gris représentent les différentes sources d'émission de CO₂ du système.

Un flux de demande. Les traits noirs représentent les différentes technologies qui permettent de loger des habitants.

Pour combler une demande en habitation, le système investit dans des kilomètres carrés de différentes formes urbaines. Un coût est alloué au fonctionnement de chaque technologie. L'objectif est de trouver la configuration qui permette de minimiser les coûts de

fonctionnement du système tout en limitant les émissions de CO₂ de serre et en respectant les différentes contraintes.

6.2 Présentation de la base de données spatialisées

6.2.1 Découpage du territoire

Après plusieurs ajustements dans la sélection de nos sites d'entraînement, le territoire de la CMM a été découpé en 6 formes urbaines distinctes (figure 6.2).

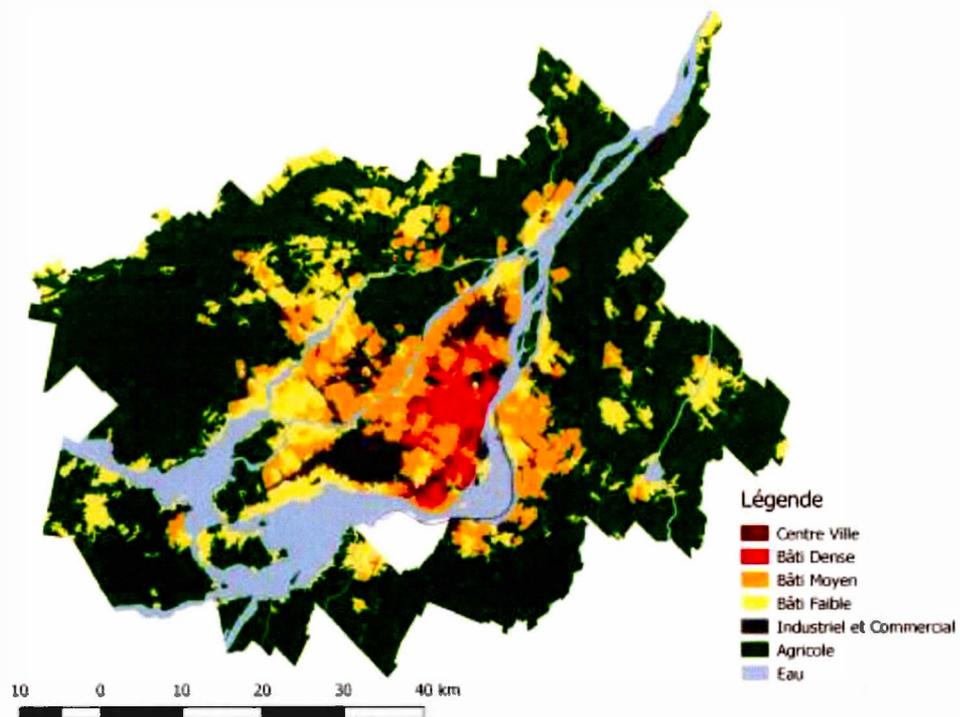


Figure VI.2. Découpage du territoire de la CMM selon les formes urbaines

La zone blanche sur la rive sud est la réserve de Kahnawake, pour laquelle nous n'avons pas de données. Elle n'est donc pas prise en compte dans le cadre de cette étude. Notons dans

un premier temps que la CMM est majoritairement composée de formes urbaines AGR, BF et BM (figure 6.2). Les formes urbaines sont inégalement réparties sur le territoire. Au centre, se trouve l'île de Montréal qui est assez densément urbanisée. C'est la seule région qui comporte des formes urbaines de types CV ou BD. Le CV n'occupe que 0,1% de la superficie totale de la CMM. Dans les environs immédiats de l'île de Montréal se trouve l'île de Laval (au nord-ouest) et la municipalité de Longueuil (au sud-est). Ce sont des régions très résidentielles qui comportent également une part importante de terres agricoles. En périphérie se trouvent les couronnes (couronne nord et couronne sud). Ces régions sont composées à plus de 75% de terres agricoles. La figure 6.3 représente la proportion de formes urbaines dans chaque région. La taille du cercle étant proportionnelle à la superficie de la région. Les pourcentages qui se trouvent au-dessus des cercles représentent la proportion occupée par la zone dans l'ensemble du territoire de la CMM. Les pourcentages qui se trouvent dans les cercles représentent la proportion de la population présente dans les différentes formes urbaines. On constate bel et bien une ressemblance entre les couronnes et entre les banlieues.

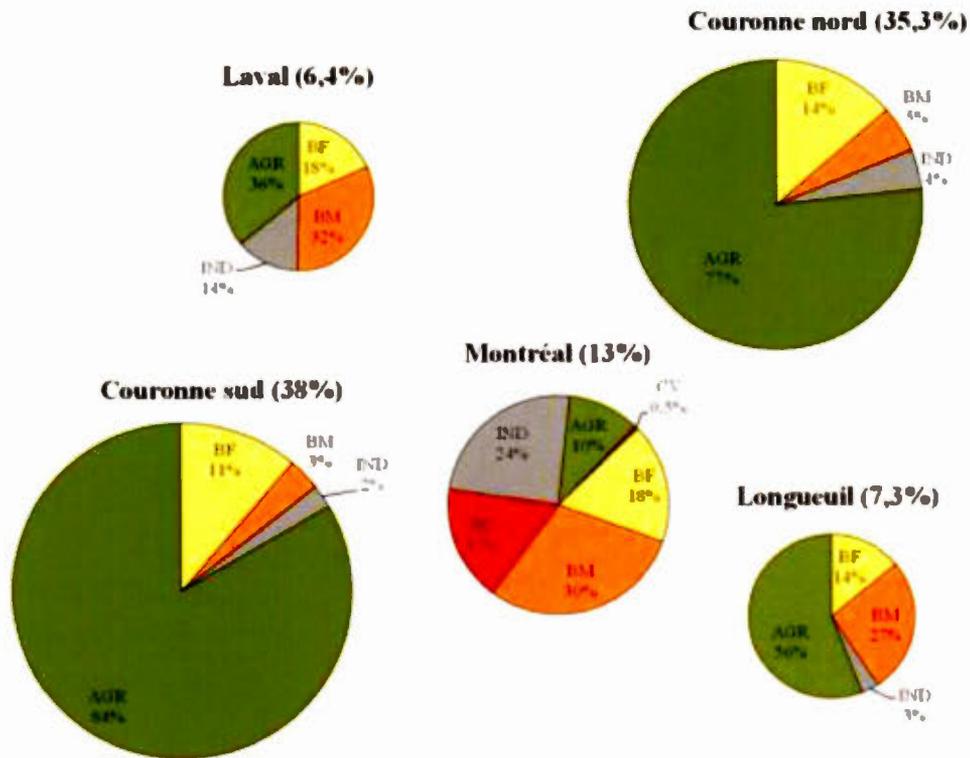


Figure VI.3. Répartition des formes urbaines dans les différentes régions de la CMM

6.2.2 Présentation détaillée des formes urbaines

Les contours des différentes formes urbaines ont été tracés à partir d'une image satellite. C'est uniquement en fonction de leur aspect que les différentes portions de territoire de la CMM ont été classifiées en différentes formes urbaines. Pour juger de leur pertinence, il est nécessaire de s'intéresser de plus près à leurs différentes caractéristiques. Si nos formes urbaines ont été tracées correctement, les deux tendances suivantes devraient se dégager :

- **Hétérogénéité interne aux régions** : à l'intérieur de chaque région, on s'attend à ce que les différentes formes urbaines présentent des caractéristiques territoriales, énergétiques, démographiques et environnementales distinctes;

- **Homogénéité des formes urbaines du même type** : d'une région à l'autre, on s'attend à ce que les formes urbaines du même type présentent des caractéristiques similaires.

Présenter les caractéristiques des différentes formes urbaines n'est pas seulement important pour en valider la pertinence du découpage. Cela permet également de comprendre les choix pris par le modèle pour loger une population.

6.2.2.1 Utilisation du sol

À partir de la base de données sur l'utilisation du sol de la CMM et de notre découpage du territoire en fonction de six formes urbaines, il nous est possible de dégager, en proportion, les types d'utilisation du sol qui composent chaque forme urbaine (figure 6.4). Nous avons choisi d'exclure les rues et terrains vacants de ce graphique afin de nous concentrer sur les territoires qui rendent des services liés au logement, à l'emploi, à l'industrie et à l'agriculture. Pour s'assurer qu'il est bien pertinent de fractionner la CMM en différentes formes urbaines, il faut s'intéresser de plus près à leur composition.

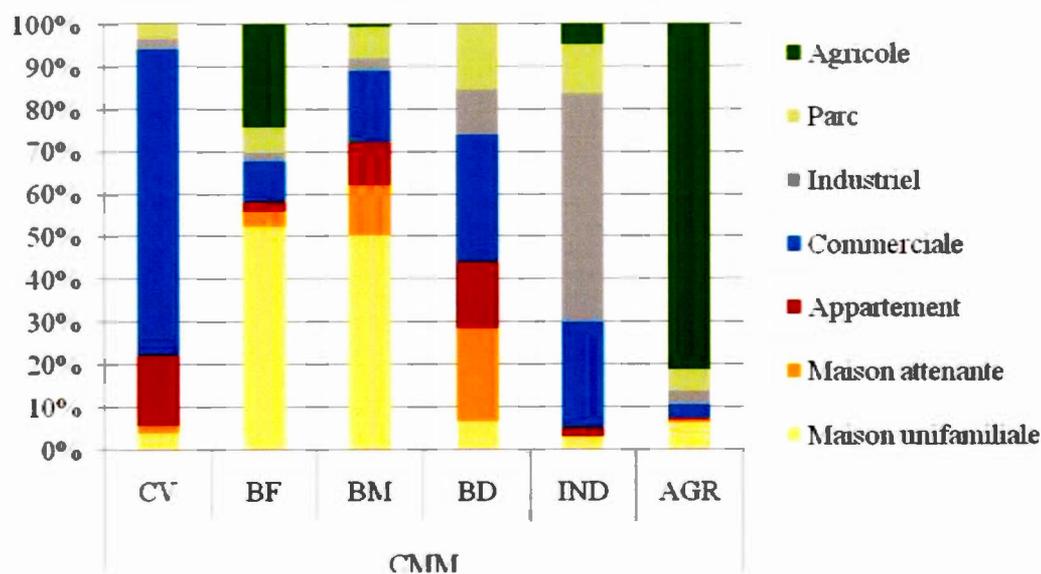


Figure VI.4. Composition des différentes formes urbaines de la CMM

Le CV est composé essentiellement de bâtiments institutionnels et commerciaux ainsi qu'une part non négligeable de bâtiments résidentiels à 25 logements et plus. Le BF et le BM sont composés à 50% de maisons unifamiliales. Pour le reste, le BM est plus urbanisé avec 20% de bâtiments résidentiels plus denses ainsi que 20% de bâtiments institutionnels et commerciaux. Quant à lui, le BF abrite 30% des terres agricoles ainsi que des espaces verts. Le BD est le plus équilibré de tous les paysages urbains. On y retrouve tous les types d'utilisation du sol à l'exception des terrains agricoles. Pour le reste, l'IND est essentiellement composée de terrains industriels et de bâtiments institutionnels et commerciaux alors que l'AGR est composée à plus de 80% de territoires agricoles. Les différentes formes urbaines se distinguent donc bien les unes des autres. Elles sont donc assez hétérogènes. Les terres agricoles se retrouvent essentiellement dans la forme urbaine AGR, mais également dans les zones résidentielles de faible densité. Les terrains industriels se retrouvent essentiellement dans la forme urbaine IND et les zones de forte densité (CV, BD). Les bâtiments institutionnels et commerciaux sont présents en grandes proportions dans le centre-ville, mais sont assez bien repartis d'une forme urbaine à l'autre. La densité des bâtiments résidentiels est proportionnelle à la densité du bâti. Il est important de garder en tête que le CV et le BD représentent respectivement 0,1% et 2,2% de la surface de la CMM. Même s'ils couvrent des surfaces très petites, ils jouent un rôle important dans la CMM et leur expansion pourrait avoir de gros impacts sur la consommation d'énergie.

La figure 6.5 illustre les variations de composition des formes urbaines présentes dans les cinq régions.

En règle générale, ces formes urbaines sont assez homogènes suivant les régions. Les formes d'AGR et d'IND présentent peu de variation. Même si la différence est moins nette, le BM est globalement plus urbanisé que le BF. Notons tout de même que les formes de BF de Montréal et Longueuil sont assez proches des formes de BM. Même s'il y a de petites variations d'une région à l'autre, le découpage de la CMM en formes urbaines est plutôt bon.

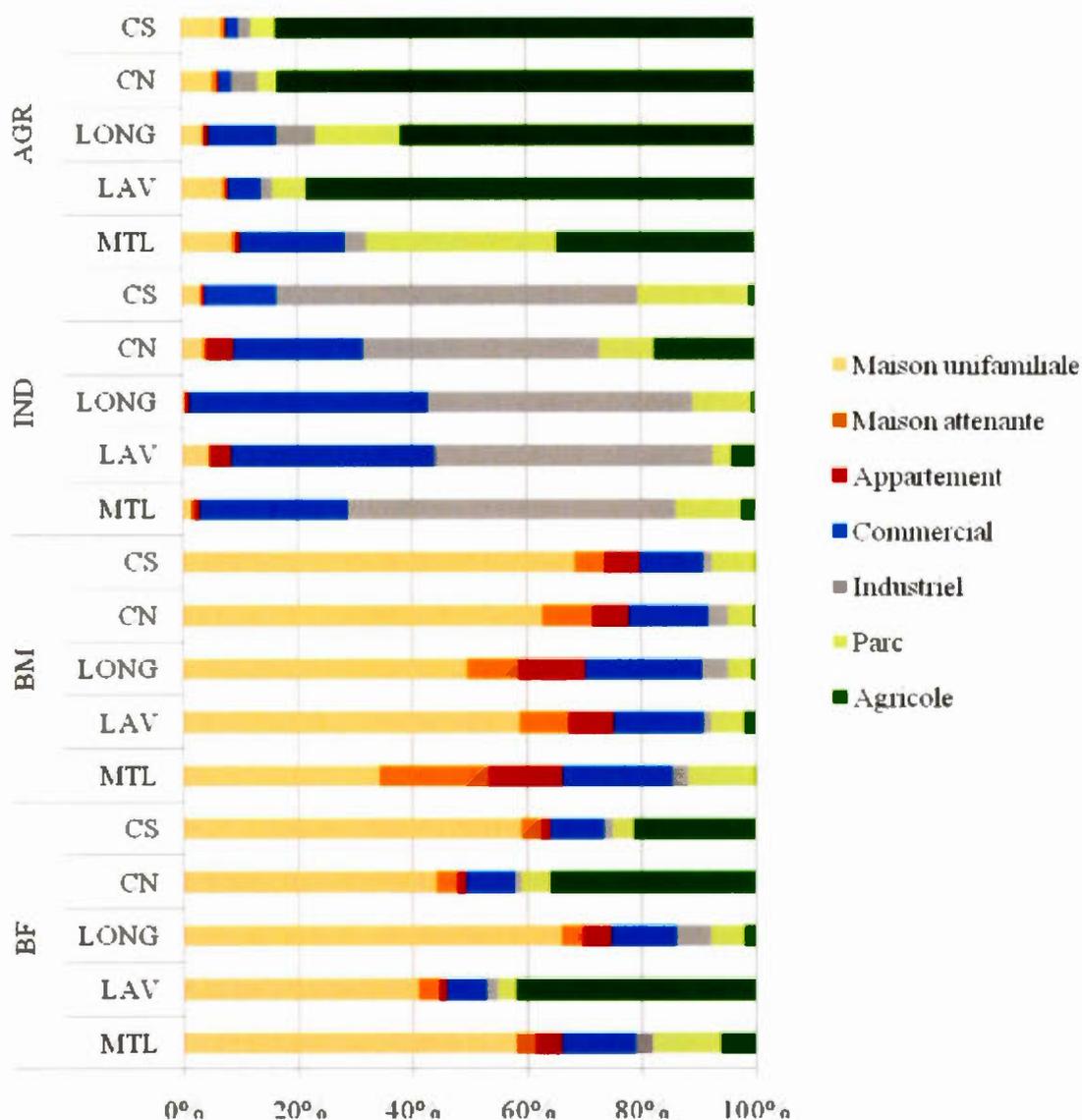


Figure VI.5. Composition des formes urbaines des différentes régions de la CMM

Les formes urbaines telles que nous les avons tracées sont donc conformes à l'image que nous nous faisons d'elles. Elles permettent de capter les différents habitats de la CMM qui définissent chacun un mode de vie et répondent à certains besoins. Les caractéristiques territoriales des formes urbaines à travers les différentes régions révèlent effectivement une hétérogénéité interne aux régions et une homogénéité des formes urbaines de même type.

6.2.2.2 Population

Nous l'avons vu, les cinq formes urbaines de la CMM sont composées, dans des proportions différentes, de plusieurs types de bâtiments résidentiels. Quels services de logement offrent-elles? Notons d'abord que 88% de la population est répartie dans les formes BF, BM, BD (figure 6.6).

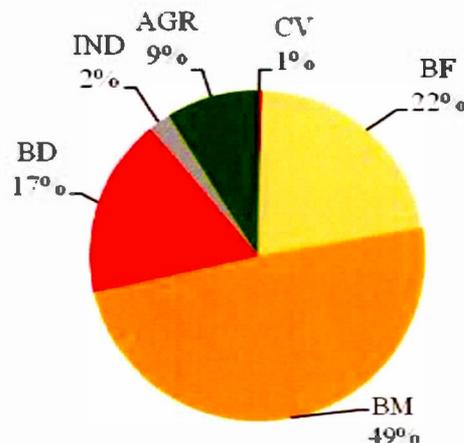


Figure VI.6. Répartition de la population dans les différentes formes urbaines de la CMM

Comme notre modèle est destiné à mettre en concurrence ces différentes formes urbaines, nous avons besoin de connaître la performance avec laquelle elles peuvent offrir un service de logement. Le tableau 6.1 nous montre la densité de population (en habitants par km²) au sein de chaque forme urbaine dans chaque région.

Sans surprise, le BM permet de loger plus de personnes que la BF sur une surface définie, et ce, dans chaque région. En prenant en compte les chiffres de Montréal, on constate, également que le BD et le CV sont les deux formes urbaines avec les plus hautes densités de population. Les bâtiments résidentiels du CV sont peu nombreux, mais très denses (figure 6.4). Il n'est donc pas surprenant de trouver le CV en deuxième position des formes urbaines avec la plus haute densité de population. Enfin, c'est l'IND et l'AGR qui comportent les densités de population les plus faibles dans chaque région. Il y a donc bien une homogénéité des formes urbaines de même type. À l'intérieur d'une région, les densités

de population varient énormément d'une forme urbaine à l'autre. Il y a donc bien une hétérogénéité interne aux régions.

Tableau VI.1. Densité de population (hab./km²) des différentes formes urbaines, par région de la CMM

Formes urbaines	Régions					Densités totales par forme urbaine
	MTL	LONG	LAV	CN	CS	
CV	5983	-	-	-	-	5983
BF	2577	2320	1480	1207	1247	1567
BM	6193	3734	3582	3035	2793	4356
BD	7528	-	-	-	-	7528
IND	352	170	770	133	163	338
AGR	497	161	312	106	112	127
Densités totales par région	3758	1416	1640	408	321	978

En comparant les densités de population des régions entre elles, nous retrouvons les ressemblances entre les couronnes (Nord et Sud) et les banlieues (Longueuil et Laval) évoquées précédemment. D'un point de vue démographique, il y a également trois ensembles distincts, l'île de Montréal, les banlieues puis les couronnes.

6.2.2.3 Consommation d'énergie

En introduction, nous avons présenté des chiffres sur la consommation d'énergie au Québec. Il n'existe pas de statistiques équivalentes pour la CMM, mais grâce à notre stratégie de modélisation, nous sommes en mesure de spatialiser les chiffres de consommation énergétique de la CMM pour les secteurs résidentiel, industriel, agricole et commercial. La figure 6.7 illustre ainsi la consommation d'énergie par type d'énergie, par forme urbaine et par région.

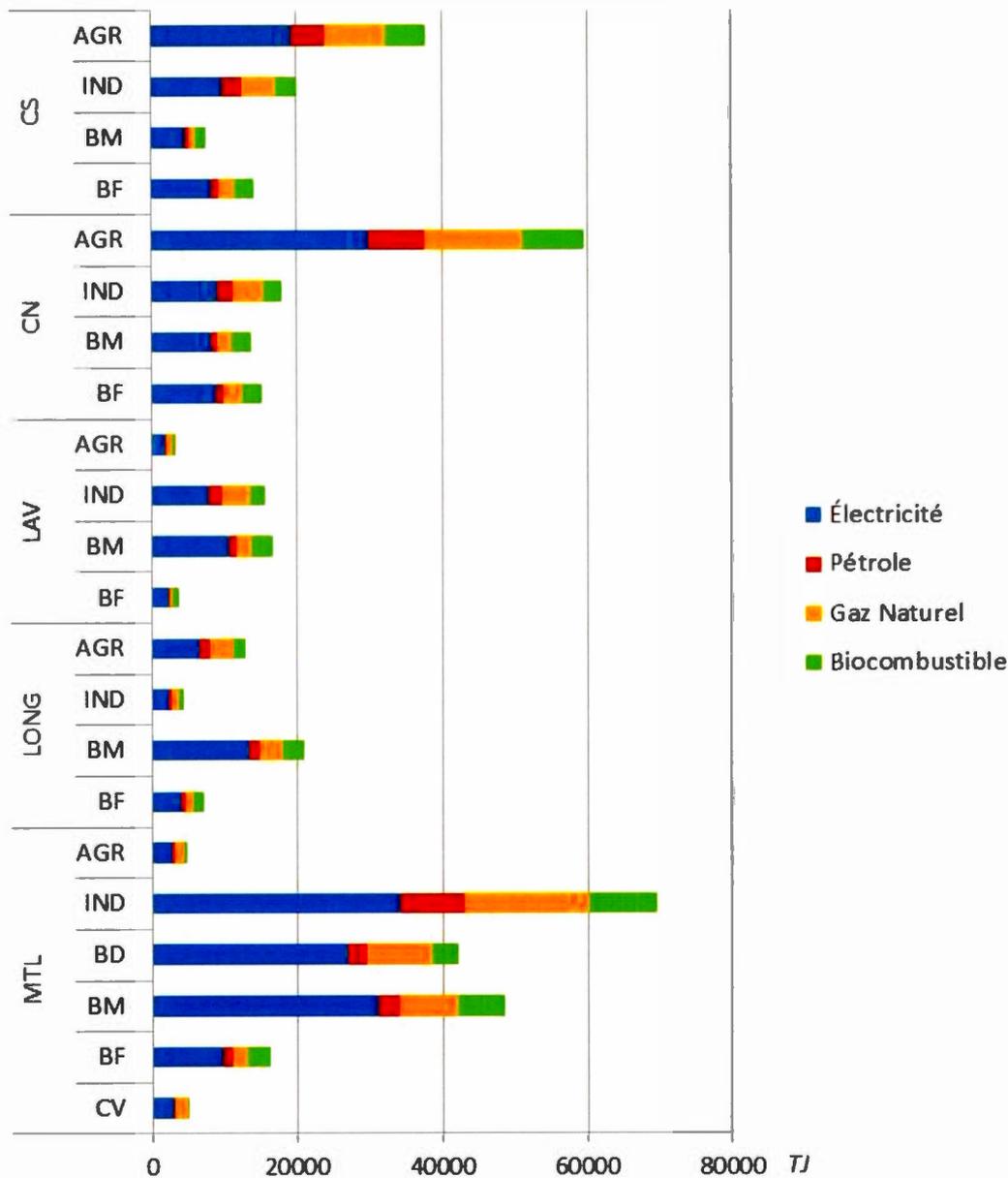


Figure VI.7. Consommation énergétique en TJ, par type d'énergie, par forme urbaine et par région de la CMM

Laval consomme plus d'énergie dans le secteur industriel que dans le secteur agricole alors qu'à Longueuil on observe le phénomène inverse. Ce résultat s'explique par le fait que le secteur industriel est plus important à Laval qu'à Longueuil (figure 6.3) et qu'il consomme

beaucoup plus d'énergie que le secteur agricole (figure 2.2). Laval et Longueuil sont relativement semblables. Les couronnes présentent également des caractéristiques similaires. Ces résultats renforcent l'impression de symétrie de part et d'autre de Montréal. D'après nos données, la consommation totale d'énergie de la CMM, excluant le secteur du transport, s'élève à 460 PJ. Au Québec, la consommation dans ces secteurs représente 1209 PJ (Withmore et Pineau, 2016). La CMM compte pour 38% de la consommation d'énergie du Québec (secteur des transports exclus). Ce chiffre est cohérent, mais probablement légèrement sous-évalué. Le fait d'avoir utilisé des moyennes provinciales pour attribuer une consommation énergétique à différents types de bâtiments résidentiels y est probablement pour quelque chose. Ce résultat démontre tout de même que la concentration des personnes et des activités permet de réduire les besoins énergétiques.

Les résultats présentés à la figure 6.7 dépendent de la superficie de la zone couverte par chaque forme urbaine. Pour avoir une réelle idée de l'impact de changements de configuration spatiale sur le système énergétique de la CMM, c'est vers la figure 6.8 qu'il faut se tourner. Elle illustre la quantité d'énergie consommée par kilomètre carré. Elle permet de comparer les performances d'unités spatiales de différentes formes urbaines entre elles.

Les proportions de types d'énergie consommés par chaque forme urbaine sont relativement semblables. Ainsi, pour chaque forme urbaine c'est l'électricité qui est la première ressource énergétique alors que le pétrole est la dernière. En introduction, nous avons présenté des profils de consommation assez différents d'un secteur à l'autre. Nos formes urbaines sont composées de différents types d'utilisation du sol ce qui a comme effet de niveler les différences de profils de consommation. Rappelons-nous également que le secteur des transports n'est pas inclus dans notre analyse.

Dans chaque région, il existe une ressemblance assez nette entre la densité du bâti et la consommation au mètre carré. D'une région à l'autre, les formes urbaines présentent des caractéristiques semblables. Comme avec la démographie et l'utilisation du sol, nous remarquons une hétérogénéité interne aux régions et une homogénéité des formes urbaines de même type.

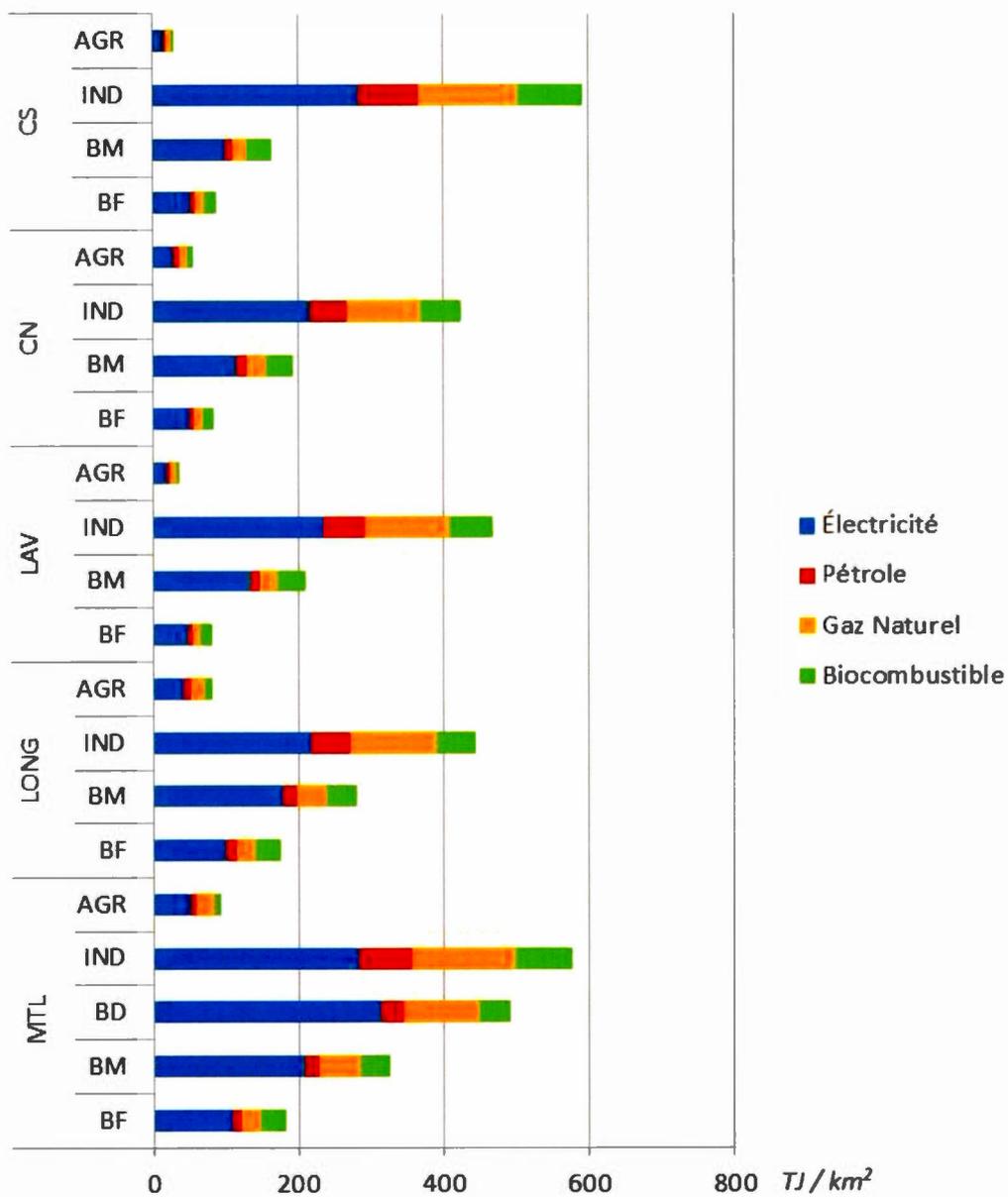


Figure VI.8. Consommation énergétique en Tj/km² par type d'énergie, par forme urbaine et par région de la CMM

6.2.2.4 Émissions de CO₂

Les émissions de CO₂ liées à chaque forme urbaine sont présentées à la figure 6.9. Elle permet de constater que ce sont principalement les formes IND, AGR, et BM qui sont responsables des émissions de CO₂ de la CMM. Il est aussi possible de constater que les chiffres d'émissions de l'AGR et l'IND paraissent inversés dans les régions de Longueuil et de Laval. Là aussi, on explique cela par une plus grande proportion de formes urbaine à Laval qu'à Longueuil. Pour le reste, les banlieues et les couronnes sont relativement semblables.

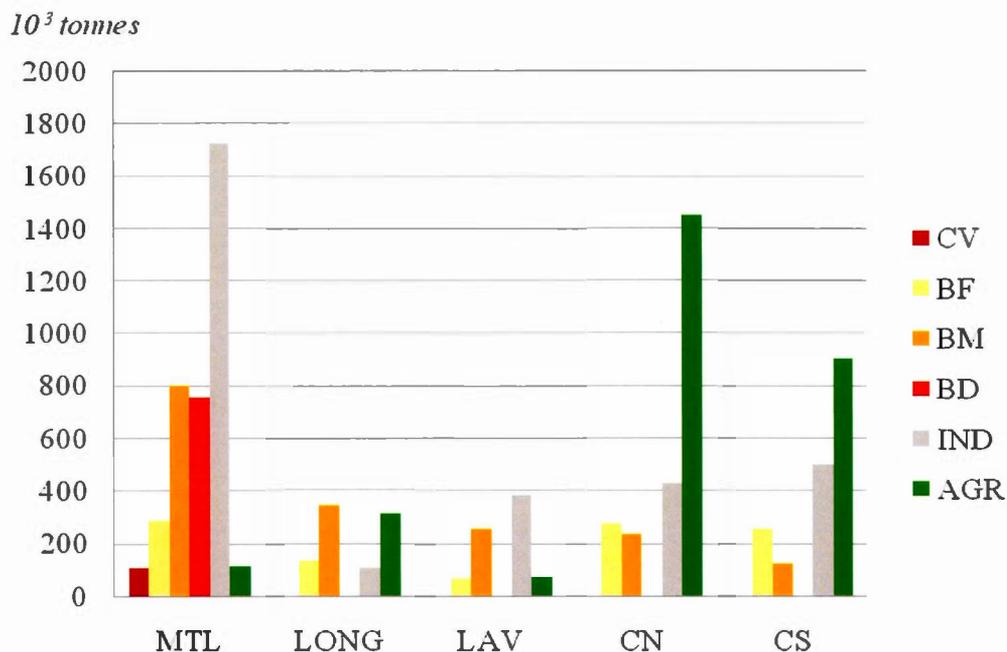


Figure VI.9. Émissions de CO₂ en milliers de tonnes, par forme urbaine et par région de la CMM

D'après nos résultats, la CMM émet 9,6 millions de tonnes équivalent CO₂ par an (hors transport). En 2006, la CMM estimait ses émissions de GES à 29,2 millions de tonnes équivalent CO₂. En retirant de ce chiffre les émissions du secteur des transports et celles liées aux matières résiduelles, nous arrivons à 15,2 millions de tonnes. Même s'il est dans le même

ordre de grandeur, ce nombre est tout de même assez éloigné de celui que nous avons trouvé. Une piste d'explication pour expliquer l'écart entre les deux chiffres serait la manière de comptabiliser les émissions dans un secteur plutôt que dans l'autre. Comment comptabiliser une activité de camionnage dans un cadre commercial? Cette activité peut être comptabilisée comme appartenant au secteur des transports aussi bien qu'au secteur commercial. Il semble néanmoins probable que nous ayons légèrement sous-estimé les émissions de la CMM.

D'après Withmore et Pineau (2016), les émissions de GES du Québec hors secteur des transports s'élèvent à 49 millions de tonnes équivalent CO₂. En tenant en compte, d'une part nos résultats, et de l'autre celui du rapport de la CMM, les émissions de CO₂ de la CMM par rapport à celles du Québec (hors secteur des transports) sont respectivement de 19,6% et 31%. Dans un cas comme dans l'autre on constate que la concentration des personnes et des activités a aussi propension à réduire nos émissions de CO₂.

N'oublions pas que les chiffres présentés à la figure 6.9 dépendent de la superficie qu'occupent les différentes formes urbaines dans chaque région. La figure 6.10 permet d'avoir une idée de la manière dont l'évolution du territoire pourrait influencer les émissions de CO₂. Sans surprise, les formes urbaines plus urbanisées sont plus émettrices par unité de surface. Les formes urbaines sont, là aussi, similaires d'une région à l'autre. Comme pour chaque caractéristique, nous retrouvons une hétérogénéité interne aux régions et une homogénéité des formes urbaines de même type. Les émissions de CO₂ sont proportionnelles à la densité du bâti.

L'étude des caractéristiques territoriales, démographiques, énergétiques et d'émissions de CO₂ nous a permis de montrer qu'il existe bel et bien une hétérogénéité interne aux régions et une homogénéité des formes urbaines de même type. En plus de ça, nous avons pu constater que les régions de la couronne nord et la couronne sud d'une part, et celles de Longueuil et Laval de l'autre sont relativement semblables.

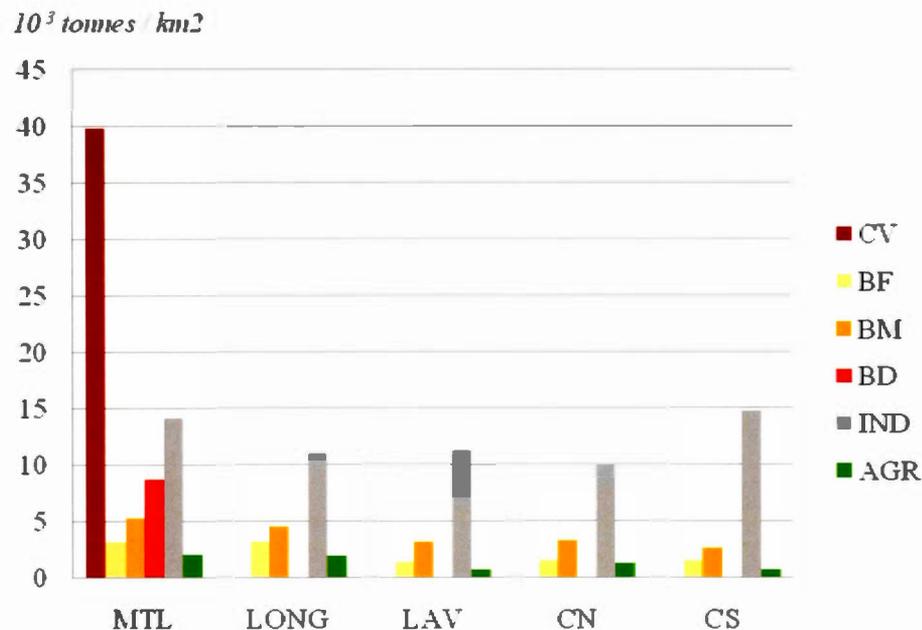


Figure VI.10. Émissions de CO₂ en Milliers de tonnes/km², par forme urbaine et par région de la CMM

Le travail effectué sur la base de données ainsi que l'agrégation au niveau des formes urbaines nous a permis de dégager de grands ensembles au sein de la CMM. Ces grands ensembles sont définis par des caractéristiques territoriales et présentent des profils énergétiques distincts. La relation entre l'utilisation de l'espace et la consommation d'énergie n'est pas linéaire. Elle dépend du secteur, de la région, de la densité de population et de la densité du bâti. Les formes urbaines nous permettent d'étudier le système énergétique de la CMM à un niveau suffisamment grand pour comparer les régions et suffisamment bas pour révéler la diversité du système de la CMM.

6.3 Modifications apportées à OSeMOSYS

L'étude des formes urbaines permet une meilleure compréhension du système de la CMM. Par ailleurs, les formes urbaines présentent un réel intérêt en matière de modélisation. En adaptant le modèle OSeMOSYS de manière à pouvoir considérer les formes urbaines

comme des technologies, nous voulons être capables de faire varier la configuration spatiale de la CMM et d'en évaluer les impacts sur la consommation d'énergie. La section suivante présente les différentes modifications apportées à OSeMOSYS pour y arriver. Ces modifications préparent le terrain pour effectuer un « Test d'optimisation spatiale du système énergétique de la CMM (TOSSECMM) ».

Nous présentons ici la formulation mathématique des contraintes que nous ajoutons au code. Les tableaux 6.2 et 6.3 présentent les paramètres et variables qui sont cités dans la suite du document. Étant donné que la plateforme OSeMOSYS a été écrite en anglais, et pour que le travail de modélisation que je réalise soit compréhensible par l'ensemble de la communauté, j'ai choisi de ne pas changer de langue. Les noms de l'intégralité des paramètres, des variables et des *sets* présentés ici sont donc en anglais.

Tableau VI.2. Nouveaux paramètres pour le TOSSECMM

Paramètre	Description
ResidualCapacity[r,t,y]	Capacité de la technologie t héritée d'une période antérieure à la première année de modélisation, dans une région r.
TotalAnnualMaxCapacity[r,t,y]	Capacité maximale que peut avoir une technologie t pour une année y, dans une région r.
TotalAnnualMinCapacity[r,t,y]	Capacité minimale que peut avoir une technologie t pour une année y, dans une région r.
Nouveaux Paramètres	Description
CapacityConversionOpportunity[r,t,tt,y]	Permet de spécifier les conversions technologiques possibles. Prend une valeur de 1 lorsqu'il est possible de convertir la technologie t en tt. Égale à 0 dans le cas contraire.
ConversionRate[r,y]	Part de la capacité totale d'une région r qui peut être convertie en l'année y.
ConversionCost [r,t,tt,y]	Coût de conversion d'une unité de capacité de t en une unité de capacité de tt.
TotalSpaceByRegion[r,y]	Espace total dans la région r.
TagTechnologyWithSpace[r,t]	Permet d'identifier les technologies qui occupent de l'espace par rapport aux technologies d'importation. Égal à 1 pour les technologies de formes urbaines et à 0 pour les technologies d'importation.

Tableau VI.3. Nouvelles variables pour le TOSSECMM

Variables	Description
TotalCapacityAnnual[r,t,y]	Capacité annuelle d'une technologie t, pour une année y, dans une région r.
CapacityConversionGain[r,t,tt,y]	Capacité gagnée par la technologie t au profit de la technologie tt pour une année y, dans une région r.
AccumulatedNewCapacity[r,t,y]	Somme des capacités des technologies t construites par le modèle jusqu'en l'année y, dans une région r.
DiscountedOperatingCost[r,t,y]	Coût d'opération d'une technologie t en l'année y, dans une région r.
DiscountedCapitalInvestment[r,t,y]	Investissement dans l'acquisition de nouvelles unités de capacité de t en l'année y, dans la région r.
DiscountedTechnologyEmissionPenalty[r,t,y]	Pénalités d'émissions de t en l'année y, dans la région r.
TotalDiscountedCostByTechnology[r,t,y]	Coût total lié au fonctionnement de t dans la région r, en l'année y.
Nouvelles variables	Description
CapacityConversionGain[r,t,tt,y]	Capacité gagnée par la technologie t au profit de tt dans le cadre d'une conversion d'unités de capacité.
CapacityConversionLoss[r,t,tt,y]	Capacité perdue par la technologie t au profit de tt dans le cadre d'une conversion d'unités de capacité.
TotalCapacityConversionGain[r,t,y]	Capacité totale gagnée par la technologie t lors de conversions d'unités de capacité en l'année y.
TotalCapacityConversionLoss[r,t,y]	Capacité totale perdue par la technologie t lors de conversions d'unités de capacité en l'année y.
AccumulatedCapacityConversionGain[r,t,y]	Somme des unités de capacité gagnées par la technologie t lors de conversions jusqu'en l'année y.
AccumulatedCapacityConversionLoss[r,t,y]	Somme des unités de capacité perdues par la technologie t lors de conversions jusqu'en l'année y.

Les différents blocs ajoutés à OSeMOSYS comportent un certain nombre de contraintes qui viennent s'ajouter à celles déjà existantes (voir Annexe B). La formulation mathématique

de ces contraintes est donnée ci-dessous. Les indices utilisés font référence aux paramètres et variables décrits ci-dessus (r pour région; t pour technologie existante; tt pour nouvelle technologie; y pour année).

Contraintes de conversion. C'est ce bloc qui permet les conversions d'unités de capacités de formes urbaines.

Les capacités perdues et gagnées dans le cadre de chaque conversion doivent d'abord être équilibrées en tout temps (équation 1.1).

$$\forall r,tt,y: \text{CapacityConversionGain}_{r,tt,y} = \text{CapacityConversionLoss}_{r,tt,y} \quad (1.1)$$

La même année, une technologie peut gagner ou perdre en capacité au profit de plusieurs autres. Pour chaque année, on comptabilise alors les capacités gagnées et perdues totales de chaque technologie (équations 1.2 et 1.3).

$$\forall r,tt,y: \sum_t \text{CapacityConversionGain}_{r,tt,y} \times \text{CapacityConversionOpportunity}_{r,tt,y} = \text{TotalCapacityConversionGain}_{r,tt,y} \quad (1.2)$$

$$\forall r,tt,y: \sum_{tt} \text{CapacityConversionLoss}_{r,tt,y} \times \text{CapacityConversionOpportunity}_{r,tt,y} = \text{TotalCapacityConversionLoss}_{r,tt,y} \quad (1.3)$$

Les capacités gagnées et perdues totales en une année donnée doivent également être comptabilisées les années suivantes (équations 1.4 et 1.5).

$$\forall r,tt,y: \sum_{yy \leq y} \text{TotalCapacityConversionGain}_{r,tt,yy} = \text{AccumulatedCapacityConversionGain}_{r,tt,y} \quad (1.4)$$

$$\forall r,tt,y: \sum_{yy \leq y} \text{TotalCapacityConversionLoss}_{r,tt,yy} = \text{AccumulatedCapacityConversionLoss}_{r,tt,y} \quad (1.5)$$

Pour que la conversion soit réaliste, il faut borner la quantité de territoire qui peut être transformée par année. Une manière de le faire est de limiter la quantité de capacité qui peut être convertie par une technologie chaque année. Le nouveau paramètre $ConversionRate_{r,t}$ permet à l'utilisateur de spécifier la part de capacité annuelle d'une technologie qu'il est prêt à convertir. Ainsi, chaque année et pour chaque technologie, la quantité qui peut être convertie doit être inférieure à un certain taux de la capacité totale de l'année précédente (équation 1.6).

$$\forall_{r,t,y}: TotalCapacityConversionLoss_{r,t,y} \leq TotalSpaceByRegion_{r,y} \times ConversionRate_{r,y} \quad (1.6)$$

Conversion de capacités. Cette modification effectuée à l'intérieur du bloc « *Capacity Adequacy A* » permet de comptabiliser les capacités de formes urbaines converties dans le calcul de la capacité totale annuelle de chaque technologie. Les unités de capacités perdues sont soustraites et les unités gagnées sont rajoutées à la nouvelle capacité et à la capacité résiduelle (équation 1.7).

$$\begin{aligned} \forall_{r,t,y}: AccumulatedNewCapacity_{r,t,y} + ResidualCapacity_{r,t,y} \\ + AccumulatedCapacityConversionGain_{r,t,y} \\ - AccumulatedCapacityConversionLoss_{r,t,y} \\ = TotalCapacityAnnual_{r,t,y} \end{aligned} \quad (1.7)$$

Contraintes d'espace. Ce bloc nous permet de veiller à ce que la somme des capacités totales de chaque forme urbaine ne dépasse pas la surface du système énergétique (équation 1.8).

$$\forall_{t,y}: \sum_i TotalCapacityAnnual_{r,t,y} \times TagTechnologyWithSpace_{r,t} \leq TotalSpaceByRegion_{r,y} \quad (1.8)$$

Il est important de comptabiliser dans ce calcul uniquement les technologies de formes urbaines. Les technologies d'importation ont une capacité égale à la quantité d'énergie qu'elles fournissent au système. Leurs capacités ne doivent pas être comptabilisées comme de l'espace occupé. C'est le paramètre « $TagTechnologyWithSpace_{r,t}$ » qui permet de le faire.

Coûts de conversion. Ce bloc permet d'associer un coût (fixé par l'utilisateur) à chaque conversion d'unités de formes urbaines (équation 1.9).

$$\begin{aligned}
 V_{r,t,y} &= \sum_f \text{CapacityConversionGain}_{r,t,t,y} \times \text{ConversionCost}_{r,t,t,y} \\
 &\quad \times \text{CapacityConversionOpportunity}_{r,t,t,y} \\
 &= \text{ConversionCostByTechnology}_{r,t,y}
 \end{aligned}
 \tag{1.9}$$

Ces coûts sont ensuite comptabilisés dans le calcul du coût total d'opération du système (équation 1.10).

$$\begin{aligned}
 V_{r,t,y} &: \text{DiscountedOperatingCost}_{r,t,y} + \text{DiscountedCapitalInvestment}_{r,t,y} \\
 &\quad + \text{DiscountedTechnologyEmissionPenalty}_{r,t,y} \\
 &\quad + \text{ConversionCostByTechnology}_{r,t,y} \\
 &= \text{TotalDiscountedCostByTechnology}_{r,t,y}
 \end{aligned}
 \tag{1.10}$$

6.4 Application du modèle de la CMM

6.4.1 Présentation du scénario

Pour m'assurer que les modifications s'intègrent bien à OSeMOSYS et que le modèle que j'ai construit permet bien de réaliser une optimisation spatiale du système énergétique de la CMM, je présente une application réalisée à partir de notre base de données. Pour cela, je définis un scénario qui servira à tester les différents ajouts au code et la pertinence de l'approche de modélisation. L'enjeu de ce test n'est pas de déterminer les orientations stratégiques que devrait adopter la CMM, mais de s'assurer que l'outil conçu fonctionne de la manière attendue. Dans ce cas, je me permets certaines modifications ou ajout de données qui permettent de mieux mettre en valeur le potentiel du modèle conçu. Le test que je présente prend le nom de TOSSECMM (Test d'Optimisation Spatiale du Système Énergétique de la CMM). Les caractéristiques de TOSSECMM sont présentées ci-dessous.

Caractéristiques de base. Le tableau 6.4 présente les caractéristiques de base de TOSSECMM. Plusieurs d'entre elles ont déjà été abordées et sont regroupées ici.

Tableau VI.4. Caractéristiques de base de TOSSECMM

Paramètres de base	Description
Unité temporelle.	Année (vue à la section 5.2)
Période de modélisation	20 ans (de 2015 à 2035).
Nombre de régions	5 (MTL, LONG, LAV, CN, CS)

Demande. La demande de TOSSECMM est bien évidemment exprimée en nombre d'habitants. Un document sur la situation sociodémographique de la CMM (CMM, 2015) nous a permis de calculer les taux de croissance annuelle de la population prévu pour les cinq régions de la CMM entre les années 2015 et 2031. Nous assumons ici que ces taux de croissance annuelle (tableau 6.5) sont valables pour notre période 2015 – 2035. À partir des données démographiques actuelles, la demande est exprimée pour chaque région et pour chaque année de la période de modélisation.

Tableau VI.5. Taux de croissance démographique annuelle pour chaque région de TOSSECMM

Région	Taux de croissance annuelle
MTL	0,54%
LONG	0,65%
LAV	1,04%
CN	1,04%
CS	0,93%

Le modèle doit trouver le moyen de loger 713 738 nouveaux citoyens d'ici à 2035. La population totale de la CMM augmentera de 19,2 % sur la période de modélisation.

Contraintes (espace et émissions de CO₂). J'ai deux contraintes principales en lien avec des caractéristiques physiques de la CMM ou diverses exigences réglementaires. La première contrainte est l'espace disponible dans la CMM. La somme des capacités de

technologies de forme urbaine ne doit pas dépasser la superficie de la région dans laquelle elles se trouvent. Dans chaque région, il y a également des limites d'émission. Selon le Comité de conseil sur les changements climatiques, le Québec doit viser pour 2030, une réduction de 37,5% sous le niveau de ses émissions de GES en 1990 pour être en accord avec les recommandations du GIEC (MDDELCC, 2015). C'est cette cible que j'utilise pour TOSSECMM. La différence entre cette estimation et celle de la CMM concernant les émissions de gaz à effet de serre m'empêche d'utiliser directement les données de 1990. Mais, à partir de cette étude, je calcule le taux de croissance des émissions entre les années 1990 et 2015. Je calcule aussi la quantité de GES émise par la CMM en 1990 à partir de mon estimation et je calcule une cible de réduction qui est plus cohérente avec mes données. À partir de 2030, le modèle ne sera pas autorisé à émettre plus de 5 405 t de CO₂. Le tableau 6.6 donne le détail des limites d'émissions à partir de 2030 pour chaque région.

Tableau VI.6. Limites d'émissions de CO₂ à partir de 2030 pour chaque région de TOSSECMM

Région	Limite d'émissions de CO ₂ (en tonnes)
MTL	2 123 460
LONG	500 643
LAV	436 413
CN	1 342 147
CS	1 002 997

Formes urbaines. Pour satisfaire la demande, TOSSECMM met en concurrence les cinq formes urbaines décrites jusqu'ici. Pour le modèle, une forme urbaine est comparable à une machine qui consomme de l'énergie pour satisfaire une demande de logement, à un certain coût. Une unité de capacité représente un kilomètre carré de forme urbaine. Les caractéristiques des différentes formes urbaines ont déjà été présentées précédemment.

Les formes urbaines CV et BD ne sont disponibles que dans la région de MTL. Afin que le modèle ait le choix d'investir dans des unités de BD ou CV dans chaque région, je les

rends disponibles partout à la conversion. Pour chaque région, il faut alors spécifier le nombre d'habitants et la consommation énergétique par kilomètre carré de BD et de CV. Lorsqu'ils sont ramenés au kilomètre carré, les chiffres de consommation énergétique et d'émissions de CO₂ de chaque forme urbaine, sont relativement similaires d'une région à une autre. Les tendances générales sont néanmoins respectées. Par exemple, si les formes urbaines de la CN émettent (au kilomètre carré) en moyenne 5% de CO₂ en plus que celles de MTL, alors le BD de la CN émettra 5% de CO₂ de plus que le BD de MTL.

Coûts. TOSSECMM est un modèle qui a pour objectif la minimisation des coûts de fonctionnement du système énergétique de la CMM. Nous prenons en compte seulement deux types de coûts. Les coûts liés à l'achat de ressources énergétiques et les coûts reliés aux conversions de technologies de formes urbaines. En ce qui a trait au prix des ressources énergétiques, le scénario est construit à partir des données décrites ci-après. L'évolution du prix de l'électricité est indexée sur l'inflation (Hydro-Québec, s. d.-b) qui se maintient autour de 1,10% depuis trois ans (Chambre de commerce du Montréal métropolitain, s. d.). L'évolution des prix du pétrole et du gaz naturel a été déterminée à partir d'un rapport du National Energy Board (2016). Par souci de simplicité, les différents types de ressources provenant de la biomasse ont été regroupés dans la catégorie biocombustible et l'évolution du prix a été déterminée à partir d'une étude sur le marché américain (U.S. Energy Information Administration, 2012). L'évolution du prix des différentes ressources énergétiques a été exprimée en dollars par GJ (figure 6.11). Elle est, bien entendu, la même pour chaque région.

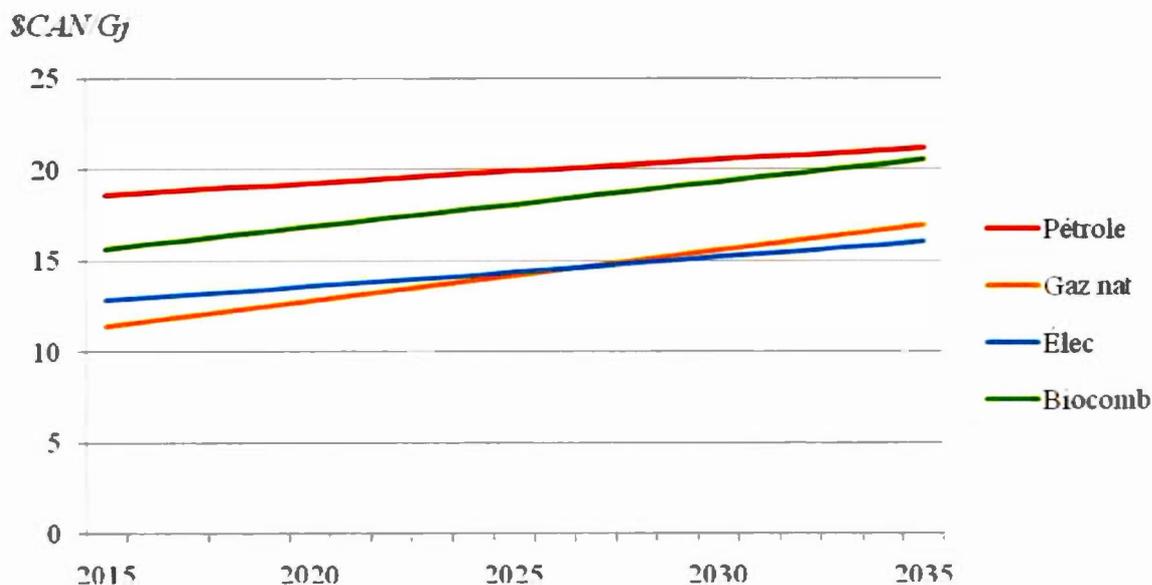


Figure VI.11. Scénario d'évolution du prix des ressources énergétiques de 2015 à 2035

Le coût de conversion est censé représenter le prix de transformation d'un kilomètre carré d'une forme urbaine en une autre forme urbaine. Ce sujet pourrait faire l'objet d'un sujet de thèse au complet. J'ai donc trouvé un moyen plus rapide et cohérent de parvenir à mes fins. Ainsi, la base de données d'utilisation du sol comprend des informations sur le prix des terrains et des bâtiments compris dans chaque polygone d'utilisation du sol. En agrégeant ces données à l'échelle des formes urbaines (par le processus décrit à la section 5.3.2), j'ai pu calculer la valeur des bâtiments et terrains compris dans chaque forme urbaine. Je postule ensuite que le prix des bâtiments et des terrains compris dans un kilomètre carré de forme urbaine est représentatif du prix de construction. Je postule également que la destruction d'une unité de forme urbaine représente la moitié du prix de construction. De cette manière, je définis le coût de conversion d'une unité de forme urbaine A en une unité de forme urbaine B par la relation suivante :

$$\text{ConversionCost}_{r,A,B,y} = 0,5 \cdot (\text{Bâtiments } A + \text{Terrain } A) + \text{Bâtiment } B + \text{terrain} \quad (1.11)$$

Où Bâtiment A, Bâtiment B et Terrain A, Terrain B représentent respectivement la valeur des bâtiments A et B et la valeur des Terrains A et B. Je considère donc ici que le prix de conversion d'une unité de forme urbaine A en B est égal à la somme du prix de destruction de A (estimé à la moitié du prix des bâtiments et du terrain) et du prix de construction de B. Les prix de conversion sont calculés dans chaque région, pour chaque combinaison de conversion.

Conversion. Même s'il n'est pas nécessairement réaliste de le faire, j'autorise pour les fins du test, tous les types de conversions. Ce qui m'importe avec TOSSECMM, ce n'est pas de présenter une projection réaliste de l'évolution de la CMM, mais d'illustrer que les blocs ajoutés s'intègrent bien à l'ensemble du modèle et que les modifications à l'intérieur des blocs existants ne perturbent pas le processus d'optimisation. Le modèle peut donc effectuer toutes les combinaisons de conversion possibles, aux prix déterminés suivant la méthode indiquée précédemment. Par souci de réalisme, le modèle peut convertir chaque année au maximum 1% du territoire de chaque région.

Limites supérieures et inférieures de capacité. Pour empêcher le modèle de transformer le territoire dans de trop grandes proportions, dans chaque région, je limite les conversions de technologies de forme urbaine suivant les deux équations 1.12 et 1.13. De manière arbitraire, j'ai décidé que sur l'ensemble de la période de modélisation, la superficie de chaque forme urbaine ne pourra pas évoluer de plus de 30 % par rapport à celle de 2015 (année du début de la modélisation). Seulement avec cette règle, le modèle n'a pas la possibilité d'implanter des technologies dans des régions où elles ne seraient pas déjà présentes (par exemple la technologie CV dans LONG), ou de modifier de manière significative l'impact des technologies de petites capacités (formes urbaines qui couvrent une superficie inférieure ou égale à 30 km²). Ainsi, j'ai décidé que toutes les technologies dont 130% de la capacité initiale serait inférieure ou égale à 30 km² pourraient quand même augmenter leurs capacités jusqu'à atteindre 30 km². De cette manière-là, on peut permettre au modèle d'utiliser des technologies à fort impact, mais à capacité initiale faible ou nulle pour arriver à ses fins. Pour les mêmes raisons, nous permettrons au modèle de supprimer l'intégralité des technologies dont 70% de la capacité initiale sera inférieure ou égale à 10.

$$V_{r,t,y}: TAMaxC_{r,t,y} = \begin{cases} 130\% * TCA_{r,t,2015} & \text{si } 130\% * TCA_{r,t,2015} > 30 \\ 30 & \text{si } 130\% * TCA_{r,t,2015} \leq 30 \end{cases} \quad (1.12)$$

$$V_{r,t,y}: TAMinC_{r,t,y} = \begin{cases} 70\% * TCA_{r,t,2015} & \text{si } 70\% * TCA_{r,t,2015} > 10 \\ 0 & \text{si } 70\% * TCA_{r,t,2015} \leq 10 \end{cases} \quad (1.13)$$

Ou TAMaxC équivalut à TotalAnnualMaxCapacity, TAMinC équivalut à TotalAnnualMaxCapacity et TCA équivalut à TotalCapacityAnnual.

La surface que peuvent occuper les différentes formes urbaines dans chaque région est bornée suivant les règles 1.12 et 1.13 et les résultats sont présentés au tableau 6.7.

Tableau VI.7. Limites maximales et minimales de la surface que peuvent occuper les technologies de forme urbaine dans chaque région de la CMM

Région / Forme urbaine	MTL	LAV	LONG	CN	CS
CV	0 < 30	0 < 30	0 < 30	0 < 30	0 < 30
BF	62.7 < 116.4	32 < 59.5	28.1 < 52.2	127.1 < 236.1	112.3 < 208.6
BM	104 < 193.2	55.6 < 103.3	52.3 < 97.1	49.3 < 91.5	32.3 < 60
BD	60 < 111.5	0 < 30	0 < 30	0 < 30	0 < 30
IND	84.7 < 157.3	23.4 < 43.5	0 < 30	29.6 < 55	23.8 < 44.2
AGR	37.2 < 69	62.1 < 115.4	110.1 < 204.5	739.2 < 1372.8	861.9 < 1600.6

DUMMY. J'ai ajouté à l'ensemble des formes urbaines disponibles par région une technologie de forme urbaine appelée DUMMY. Cette technologie n'émet pas de CO₂ et n'a pas besoin d'espace ou d'énergie pour fonctionner. Son coût de fonctionnement très élevé va forcer le modèle à l'utiliser seulement en dernier recours. Je m'en sers pour déterminer, s'il y en a, le nombre d'habitants que TOSSECMM ne peut pas loger.

Activité. Pour satisfaire sa demande dans chaque région, TOSSECMM décide de faire fonctionner ou pas les formes urbaines qu'il a à disposition. Je ne veux pas me retrouver dans une situation où de grandes proportions du territoire sont construites (avec une capacité > 0), mais ne fonctionnent pas (avec une activité = 0). Pour remédier à cela, je force le modèle à faire fonctionner ses technologies de forme urbaine à au moins 50% de capacité.

Efficacité énergétique. Pour donner plus de latitude au modèle, j'admets que l'efficacité des technologies de forme urbaine va croître au cours du temps. Dans sa nouvelle politique énergétique, le MERN se fixe comme objectif d'améliorer de 15% l'efficacité avec laquelle l'énergie est utilisée d'ici 2030 (MERN, 2016). C'est cet objectif que j'ai utilisé. L'efficacité énergétique du modèle va donc croître de manière linéaire jusqu'à atteindre 15% en 2030 et plus au-delà. Cela signifie que la quantité d'énergie consommée et de CO₂ émis par chaque unité de technologie de forme urbaine aura diminué de 15% d'ici à 2030.

6.4.2 Résultats du TOSSECMM

Après exécution du modèle pour effectuer le TOSSECOM, il est possible de constater quels ont été les choix faits par le modèle, pour satisfaire au mieux la demande d'habitations en respectant les différentes contraintes.

Tout d'abord, les figures 6.12 et 6.13 illustrent l'évolution des superficies des formes urbaines (capacité), et celle de la manière dont elles sont utilisées (activité), pour chaque région.

Les couronnes nord et sud ayant des caractéristiques très similaires, j'ai décidé de ne pas afficher les résultats de la couronne sud. Dans les couronnes, la proportion du territoire occupé par l'AGR est très grande. J'ai choisi de représenter également les résultats de la CN sans l'AGR pour mieux révéler l'évolution de la capacité et de l'activité des autres formes urbaines.

Dans chaque région, le modèle procède donc à des modifications dans les proportions occupées par les différentes formes urbaines pour mettre en place la configuration spatiale

optimale. Pour bien comprendre et commenter les choix faits par le modèle, il est également nécessaire de savoir si le modèle a été capable de satisfaire l'ensemble de la demande (c'est-à-dire de loger l'ensemble de la population). Grâce à la technologie de forme urbaine appelée DUMMY, je peux déterminer la proportion de la population non logée dans chaque région (tableau 6.8).

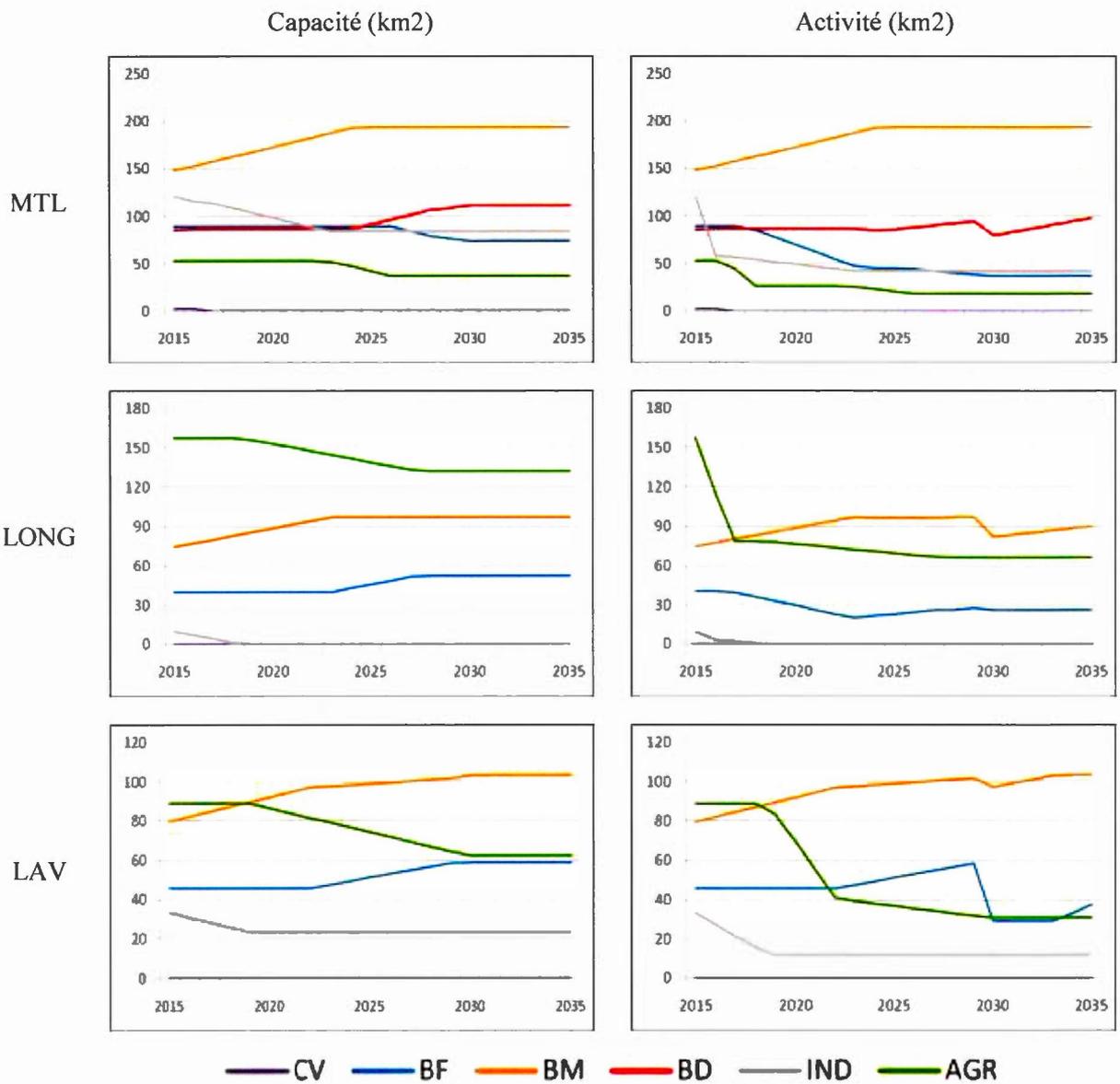


Figure VI.12. Évolution de la capacité et de l'activité des technologies de forme urbaine dans les régions de Montréal, Longueuil et Laval, de 2015 à 2035

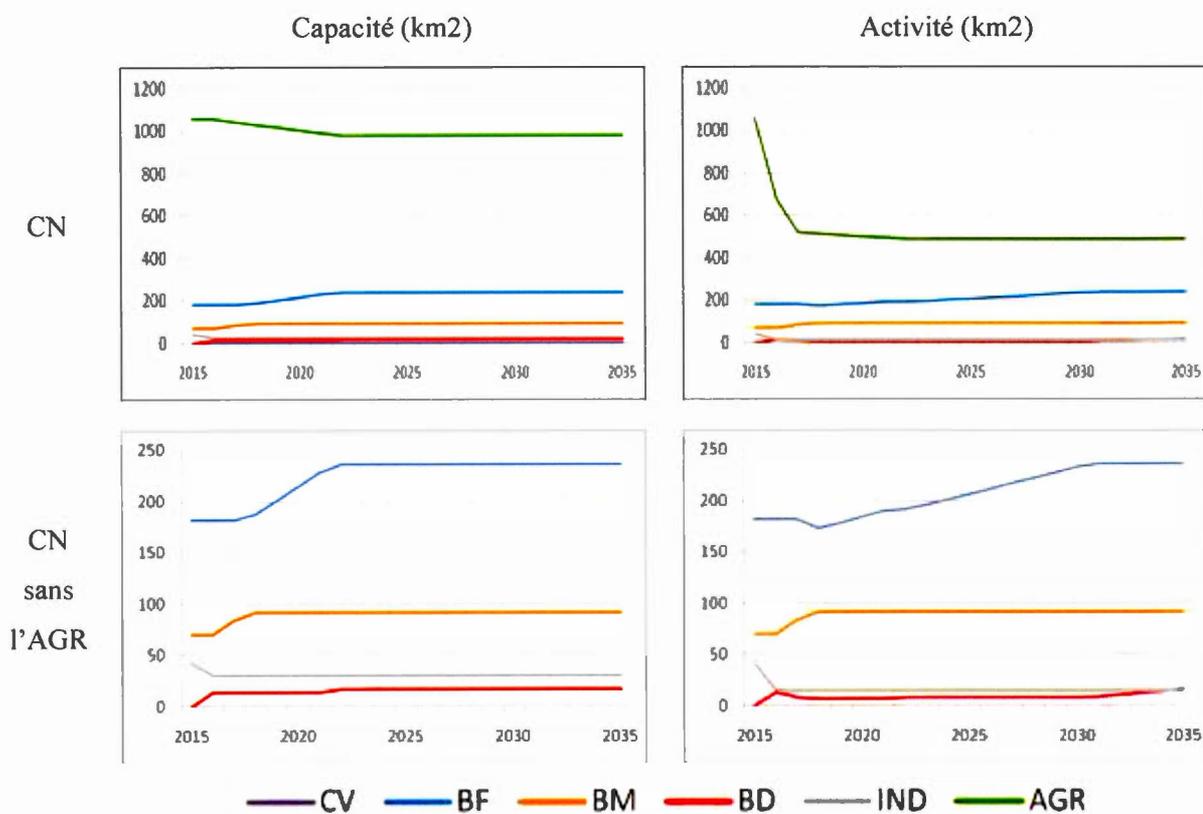


Figure VI.13. Évolution de la capacité et de l'activité des technologies de forme urbaine dans la couronne nord, avec et sans l'agriculture, de 2015 à 2035

Tableau VI.8. Proportion de population non logée dans chaque région de la CMM, entre 2015 et 2035

Région / Année	MTL	LAV	LONG	CN	CS
2029 et avant	0%	0%	0%	0%	0%
2030	5,9%	13,5%	14,1%	0%	0%
2031	5,1%	13%	13,4%	0%	0%
2032	4,4%	12,5%	12,6%	0%	0%
2033	3,6%	11,9%	11,8%	0%	0%
2034	2,8%	11,4%	11%	0%	0%
2035	2%	10,9%	10,2%	0%	0%

Avant l'année 2030, la population de chaque région a pu être logée. Après cela, dans les régions MTL, LAV et LONG, une proportion de la population ne peut pas être logée. À partir de 2030, le modèle a une limite d'émission qui l'empêche d'utiliser des technologies de forme urbaine trop polluantes. De plus, à cause des limites de conversion de technologies de forme urbaine (tableau 6.7), TOSSECMM n'a pas la liberté de suffisamment modifier le territoire pour se débarrasser des formes urbaines polluantes. Ceci se traduit par une baisse brutale de l'activité de certaines technologies polluantes à partir de 2030 et donc par une hausse de la population que le modèle ne peut pas loger. La principale raison qui explique que la proportion de la population non logée soit plus grande à LONG et LAV qu'à MTL est que les technologies de forme urbaine sont globalement moins efficaces dans ces régions-là (la quantité de tonnes de CO₂ émises par habitant logé dans une unité de BD est plus élevée à LONG et LAV qu'à MTL). À LONG, il y a également une quantité importante d'IND, qui offre un mauvais service de logement et dont le modèle ne peut pas se débarrasser entièrement. La proportion de la population non logée décroît à partir de 2030 malgré le fait que la population augmente. C'est parce qu'en même temps, l'efficacité énergétique augmente. Dans les couronnes, les émissions de CO₂ viennent principalement de l'AGR (figure 6.9). La conversion de l'AGR et la diminution de 50% de l'activité de l'AGR (figure

6.12) permettent à TOSSECMM d'amputer une part importante des émissions de CO₂ de la région. Par conséquent, le modèle peut se permettre d'investir dans des technologies de formes urbaines plus polluantes pour loger l'ensemble de la population.

La conversion de territoire est la principale fonctionnalité ajoutée à OSeMOSYS. La figure 6.14 montre la balance de conversion pour chaque technologie de forme urbaine dans 4 des régions. C'est la somme des capacités perdues et gagnées depuis le début de la période de modélisation. Si dans une région, la balance du BF en 2028 est de -125 cela signifie qu'en 2028, il y a 125 km² de BF en moins que lors de la première année de modélisation. Nous retrouvons la balance de conversion en additionnant les variables $AccumulatedCapacityConversionGain_{r,t,y}$ et $AccumulatedCapacityConversionLoss_{r,t,y}$ (tableau 6.3). La CS n'est pas représentée dans la figure 6.14 pour les mêmes raisons que précédemment. La figure 6.14 permet de voir les conversions effectuées au cours du temps pour chacune des régions. Les courbes au-dessus de l'axe des abscisses représentent les formes urbaines qui gagnent des unités de capacité au profit de celles représentées par des courbes en dessous de l'axe des abscisses. Chaque année, la somme des balances de conversions des différentes technologies de formes urbaines d'une région est égale à zéro. Ce résultat permet d'affirmer que la conversion des technologies de formes urbaines est correctement comptabilisée.

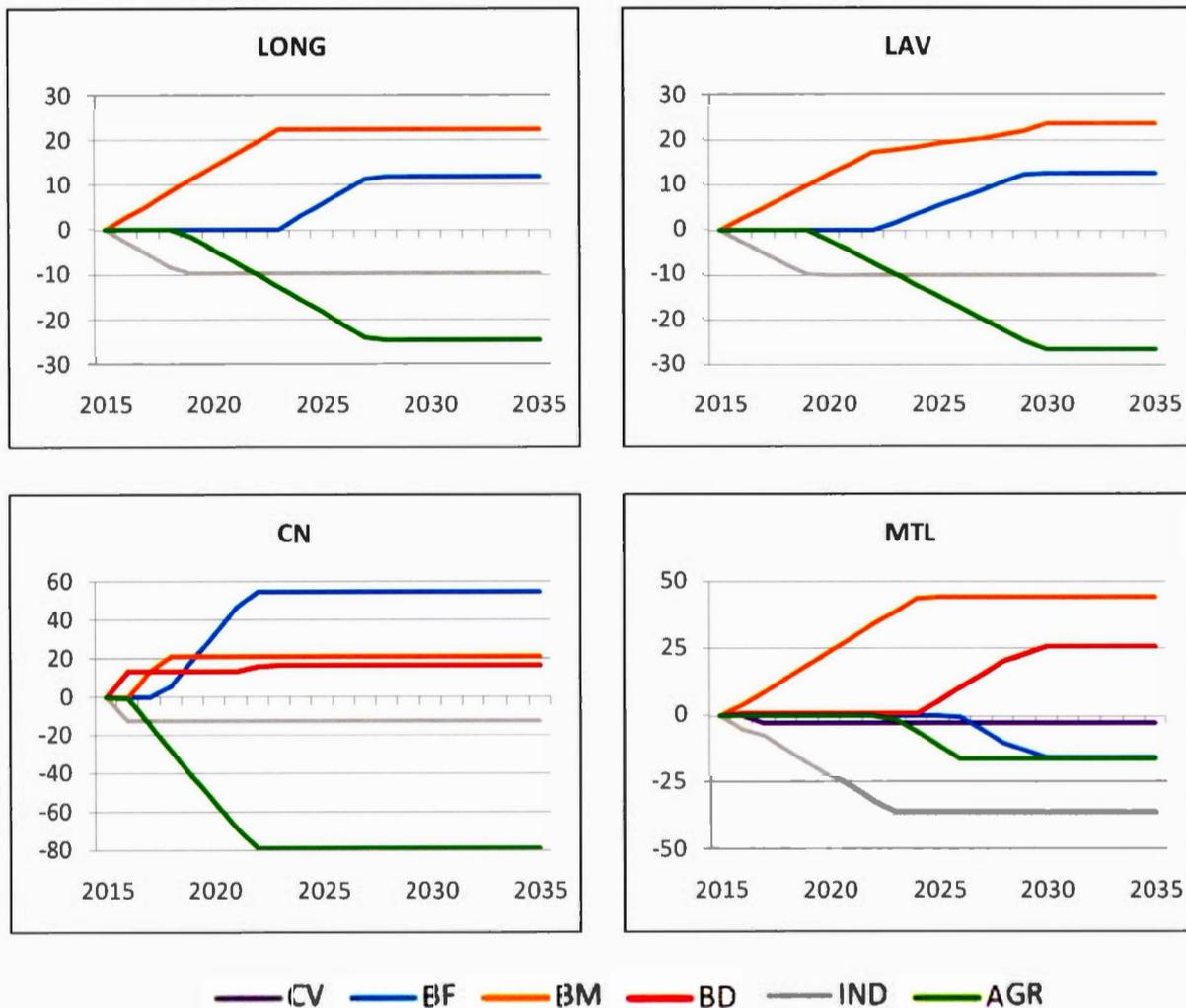


Figure VI.14. Balance de conversion des différentes formes urbaines, par région de la CMM de 2015 à 2035

De manière générale, le modèle va d'abord commencer par faire chuter l'activité de ses formes urbaines polluantes (l'AGR et l'IND à MTL, l'AGR à LONG, LAV, CN et CS) puis, il les convertit en formes urbaines résidentielles plus ou moins polluantes suivant les régions. À MTL, l'IND et le CV sont d'abord sacrifiés au profit du BM. Une fois leurs limites minimales atteintes c'est l'AGR qui est ensuite convertie en BM. Une fois la limite maximale

du BM atteinte, c'est le BD qui se développe au profit du BF. En 2030, le modèle est obligé de diminuer l'activité du BD pour satisfaire la limite d'émissions. Avec l'augmentation de son efficacité énergétique, l'activité du BD remonte petit à petit entre 2031 et 2035. À LONG et LAV, le modèle fait également le choix de commencer par convertir de l'IND en BM. Une fois la limite minimale de l'IND et la limite maximale du BM atteintes, c'est l'AGR qui est convertie au profit du BF. Dans ces deux régions, la contrainte d'émissions ne permet pas la construction de BD. On constate également une diminution de l'activité des formes urbaines résidentielles en 2030 pour respecter la limite d'émissions fixée. Dans les CN et CS, la baisse d'activité de l'AGR permet de donner plus de latitude au modèle. TOSSECMM décide ensuite de convertir l'IND et l'AGR en BF, BM, et la consommation d'énergie ne fait que baisser tout au long de la période de modélisation (figure 6.15).

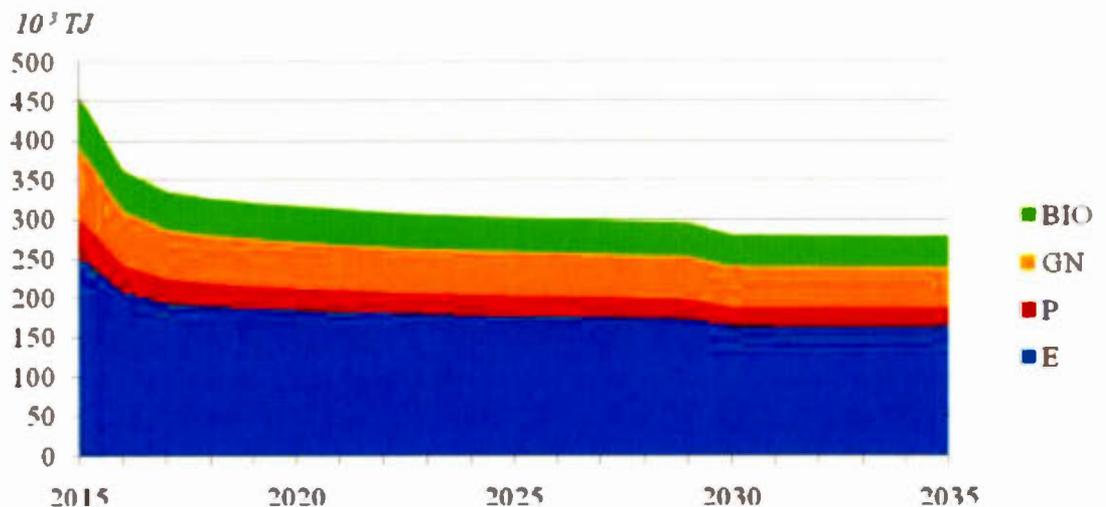


Figure VI.15. Évolution de la consommation d'énergie de TOSSECMM, par source d'énergie, de 2015 à 2035

La conversion de technologies de forme urbaine et la consommation d'énergie sont les deux uniques sources de coûts. L'objectif du modèle étant de minimiser les coûts, le modèle a donc tout intérêt à trouver rapidement une configuration spatiale qui lui permette de

consommer le moins d'énergie possible. On observe d'abord une chute rapide et importante de la quantité d'énergie consommée. Elle est due à la volonté du modèle de réduire, dans la mesure du possible, l'énergie utilisée pour fournir un service de logement. À cause de l'ensemble des contraintes, la situation se stabilise assez vite et les conversions de technologies de forme urbaine ont moins d'impact sur la quantité d'énergie consommée. L'amélioration de l'efficacité énergétique permet de faire baisser petit à petit la consommation énergétique de TOSSECMM. À partir de 2030, le modèle est contraint de descendre en dessous d'un certain seuil d'émissions. Pour y arriver, il est obligé de renoncer à loger une fraction de la population. Ce qui fait indirectement baisser la quantité d'énergie utilisée par TOSSECMM. La proportion des types d'énergie dans la quantité totale consommée ne varie presque pas. Rappelons-nous une remarque faite sur la figure 6.8 qui suggérait que les proportions de types d'énergie consommée par chaque forme urbaine étaient très similaires. Il est donc normal que la modification de la configuration spatiale de la CMM n'ait pas d'impact sur les proportions d'énergie consommée.

Les émissions de CO₂ se comportent d'ailleurs de la même façon que la consommation d'énergie (figure 6.16). Les émissions commencent par baisser rapidement et de façon importante, le temps que le modèle trouve la configuration spatiale la moins coûteuse. Elles diminuent ensuite très doucement grâce aux améliorations en terme d'efficacité énergétique. En 2030, le modèle doit se plier à la limite d'émissions à laquelle il est soumis. Le poids de chaque région dans les émissions totales de la CMM varie très peu.

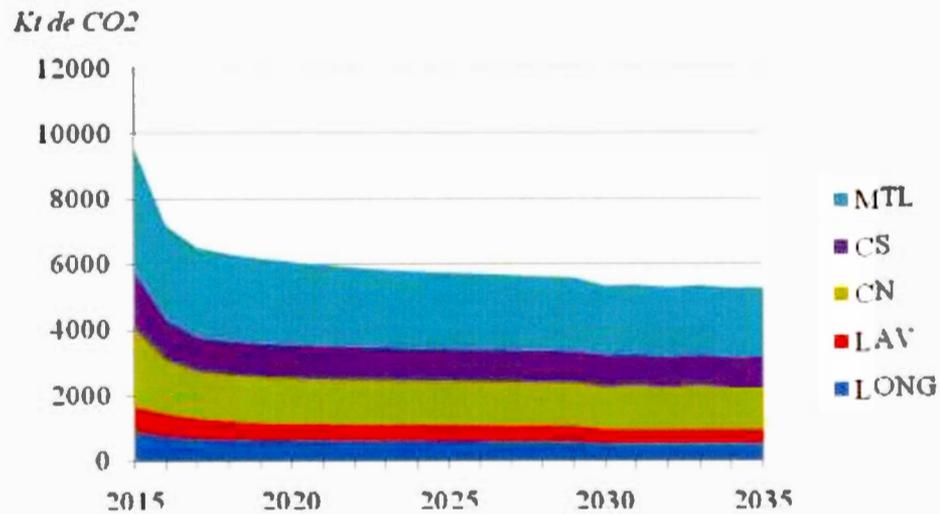


Figure VI.16. Évolution des émissions de CO₂ dans les différentes régions de TOSSECMM de 2015 à 2035.

Les conclusions que nous pouvons tirer du test effectué avec TOSSECMM sont essentiellement d'ordre technique. Notre modèle est capable de modifier la configuration de la CMM pour réussir à satisfaire une demande en habitation dans un système soumis à plusieurs contraintes. Les conversions d'unités de capacité de forme urbaine sont bien comptabilisées chaque année de la période de modélisation (figure 6.14). Cette nouvelle fonctionnalité vient s'ajouter aux possibilités déjà offertes par OSeMOSYS pour optimiser la gestion d'un système énergétique.

CHAPITRE VII: CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

7.1 Conclusion

Ce mémoire de recherche a permis d'éclairer le lecteur sur la nature de mes contributions au projet de recherche dans le cadre duquel il a été réalisé. À travers les différents objectifs préalablement fixés, nous avons posé les bases d'un modèle qui sera amené à être amélioré dans les années futures.

Utiliser les formes urbaines comme technologie au sein du système énergétique de référence de la CMM a été un choix fort. En étudiant leur composition, leurs densités de population, leurs profils énergétiques, et leurs émissions de CO₂, nous avons pu révéler l'existence d'une homogénéité des formes urbaines de même type à travers les régions et une hétérogénéité des formes urbaines de types différents à l'intérieur des régions. Ceci a permis de confirmer notre intuition selon laquelle la CMM était divisible en zones géographiques aux caractéristiques distinctes. En tant que technologies pouvant satisfaire la demande de notre modèle, les formes urbaines occupent une place centrale dans notre système énergétique de référence. À partir d'OSeMOSYS, j'ai mis en place un modèle énergétique qui permet la conversion des technologies de formes urbaines et ainsi représenter l'évolution spatiale du système énergétique de la CMM. Le test que j'ai effectué a permis de donner un bel exemple de la manière dont le modèle fonctionne et des questions auxquelles il est capable de répondre. TOSSECMM a aussi permis de mettre en valeur certaines limites de notre approche de modélisation.

Notre consommation d'énergie est liée à des activités qui répondent elles-mêmes à des besoins. Et ses besoins dépendent (en partie) du milieu dans lequel se situent les individus. Le premier apport significatif de ce travail est la construction d'une base de données qui permet une compréhension spatiale et sectorielle de notre consommation d'énergie et des émissions de GES qui en découlent. Notre base de données combine des informations complémentaires (énergie, aménagement du territoire, démographie, industrie, émissions de CO₂) sur les mécanismes qui sous-tendent le système énergétique de la CMM. Elle permet de comprendre

la manière avec laquelle différents facteurs façonnent nos besoins énergétiques et les émissions de GES qui en découlent. Situer des données dans l'espace ne suffit pas à développer une compréhension spatiale d'un phénomène. Bien souvent, les statistiques sont organisées en fonction de frontières administratives qui ne reflètent pas vraiment la réalité du territoire qu'elles découpent. Au contraire, la base de données que nous avons construite est organisée autour d'entités territoriales cohérentes. Notre base de données permet donc une compréhension intégrée et spatialisée du système énergétique de la CMM.

L'autre apport majeur de ce travail a été d'intégrer au processus d'optimisation la possibilité de modifier la configuration spatiale du système énergétique étudié. L'aménagement urbain est souvent considéré comme une piste permettant d'améliorer la manière dont nous utilisons l'énergie (Trottier Energy Institute, 2016), mais il existe peu d'études permettant d'en évaluer précisément le potentiel. L'utilisation ingénieuse des possibilités existantes ainsi que l'ajout d'un certain nombre de paramètres, de variables et de contraintes ont permis la modélisation de l'évolution de la configuration spatiale de la CMM au cours de la période de modélisation.

L'étude détaillée de la base de données (section 6.2) ainsi que la réalisation du TOSSECMM (section 6.4) ont permis de souligner les apports cités précédemment, mais également de mettre en valeurs certaines limites de notre approche de modélisation.

Les modèles d'optimisation sont généralement utilisés pour mettre en concurrence un grand nombre de technologies qui fournissent différents services énergétiques. Notre modèle met en concurrence un nombre restreint de formes urbaines dont les performances n'évoluent guères au cours de la période de modélisation. Dans le même temps, nous prévoyons une croissance de la population et fixons des limites d'émissions ambitieuses. Le fait de ne considérer qu'une demande d'habitation rend très désavantageuses les formes urbaines qui offrent peu de services de logement (CV, AGR, IND). Pour résumer la situation, nous demandons à notre modèle de loger un nombre croissant de personnes tout en réduisant les émissions de CO₂ du système sans modifier le territoire dans de trop grandes proportions. Et pour cela, le modèle dispose d'un choix restreint de formes urbaines. Le modèle est en réalité assez rigide et dispose de choix limités pour améliorer la performance générale du système.

Très tôt dans le projet, le temps et les ressources disponibles m'ont poussé à abandonner l'idée d'inclure le secteur des transports dans ce travail malgré l'intérêt qu'il représente lors d'une analyse combinée des politiques énergétiques et des stratégies d'aménagement du territoire. S'il y a un secteur qui serait influencé de manière importante par une modification de la configuration spatiale de la CMM c'est bien celui des transports. J'ai donc certainement mis de côté un secteur des plus pertinents dans le cadre de notre étude. La priorité a donc été donnée à la conception du processus complet de modélisation. Cette stratégie m'a permis d'avoir une bonne compréhension du fonctionnement de notre modèle d'optimisation, de ses forces et de ses faiblesses, et donc aussi une meilleure vision des améliorations à lui apporter.

Le choix d'articuler notre stratégie autour du concept de forme urbaine a eu des effets positifs sur notre compréhension et sur la représentation du système énergétique de la CMM, mais a engendré un modèle d'optimisation bien trop rigide. Il est donc nécessaire de remettre en question la place accordée aux formes urbaines au sein du processus de modélisation. S'il y a bien une chose que TOSSECMM nous a apprise, c'est qu'il y a de fortes chances que la modification du territoire ne suffira pas, à elle seule, pour atteindre nos objectifs environnementaux. Inclure les choix technologiques et la possibilité d'améliorer l'efficacité énergétique au sein du processus de modélisation rendrait notre modèle plus flexible et nos scénarios moins déterministes.

7.2 Recommandations

Je n'ai jamais perdu de vue que mon travail s'inscrivait dans le cadre d'un projet de recherche bien plus large que mon simple sujet de mémoire. Le premier défi auquel j'ai été confronté aura été de définir un axe de travail qui soit suffisamment cohérent pour satisfaire les exigences attendues d'un travail de mémoire et suffisamment compatibles avec ma mission au sein du projet de recherche. La conclusion de ce mémoire n'est en aucun cas un point final à ma contribution à ce projet de recherche. Mes recommandations serviront de base de réflexion pour décider des orientations à venir du projet. Elles devraient également contribuer à faciliter la définition des plans de travail des futurs étudiants qui seront amenés à

travailler au sein de ce projet. Ces recommandations sont au moins aussi importantes que mes contributions techniques.

7.2.1 Développer la diversité des technologies

Un des principaux problèmes mis en lumière par TOSSECMM est le manque de flexibilité. Notre modèle n'a le choix qu'entre six technologies de forme urbaine pour satisfaire une demande en logement. Pour que notre analyse reste réaliste, la conversion de formes urbaines doit être fortement contrainte. La modification des performances des technologies de forme urbaine est déterminée dans le scénario et n'entre donc pas en compte dans le processus d'optimisation. De la flexibilité a ainsi dû être sacrifiée au profit du réalisme des résultats. Avant de commencer ce travail, une importante réflexion d'équipe a été tenue sur l'échelle à laquelle la base de données et le modèle énergétique devaient être organisés. Si la forme urbaine constitue une excellente échelle pour l'analyse des données et la présentation de résultats, elle ne permet pas de mettre en place un modèle flexible, ayant la capacité de tester un vaste ensemble de solutions à un problème donné. Agréger nos données au niveau de la forme urbaine nous a permis d'avoir une analyse spatiale et sectorielle très fine du système énergétique de la CMM. Mais, notre volonté d'intégrer les différentes dynamiques du système énergétique au niveau des formes urbaines nous a fait perdre tout le détail de ce qui intervenait au niveau inférieur.

Cette approche complique également la formulation de scénarios, car elle nous force à en prédire les impacts à l'échelle de la forme urbaine. L'implantation de politiques publiques ou de nouvelles technologies affecte les performances des formes urbaines de manière indirecte. Notre approche nous force à déduire par nous même l'impact de ces scénarios sur les performances des différentes formes urbaines. Il serait bien plus intéressant d'inclure cette opération au processus d'optimisation afin d'exploiter les possibilités que nous offre le modèle.

Pour donner une plus grande flexibilité au modèle et permettre une analyse de scénarios variés, il est nécessaire d'affiner la manière dont nous comptabilisons la consommation d'énergie au sein de notre modèle. Ainsi, je suggère de différencier les activités

consommatrices d'énergie des différents secteurs au sein de chaque forme urbaine. Nous aurions alors des technologies qui seraient utilisées pour éclairer, chauffer et climatiser... les différents types de bâtiments résidentiels, commerciaux, institutionnels ou commerciaux. Ces technologies fonctionneraient avec des performances qui varient suivant les formes urbaines. Nous pourrions donc tester en même temps différentes configurations spatiales et technologiques.

7.2.2 Prendre en compte l'ensemble des demandes en services énergétiques

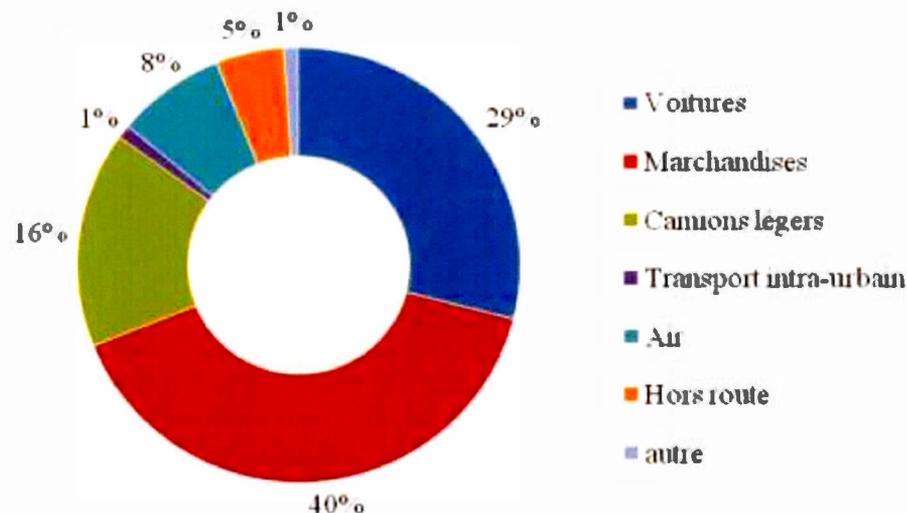
Une autre décision prise très tôt a été celle de ne considérer qu'une demande. Ceci a eu pour effet de limiter notre problème d'optimisation. En effet, le modèle choisit une configuration spatiale optimale uniquement en fonction de la capacité des formes urbaines à loger un nombre important de personnes à coûts réduits (une fois la contrainte d'émissions satisfaite). Les formes urbaines IND, AGR et CV, sont donc converties en priorité par le modèle, car leur fonction première n'est pas de loger.

Il faudrait inclure à la prochaine version du modèle une demande d'emploi, une demande agricole ou encore, une demande de production industrielle. Étant donné que la quantité d'énergie utilisée dans le secteur industriel dépend énormément du type d'industrie, il serait même conseillé de diviser la demande énergétique industrielle de manière sectorielle. La compétition entre les différentes formes urbaines serait donc plus équitable, les résultats du modèle plus réalistes et l'analyse plus fine. La réalisation de cette tâche ne demande pas de modifications profondes de notre approche de modélisation, uniquement un travail d'enrichissement de la base de données.

7.2.3 Modéliser le secteur des transports

Nous avons vu en introduction que le secteur des transports représente 29% de la demande énergétique au Québec (Withmore et Pineau, 2016). En 2012, le pétrole représentait 97% de l'énergie consommée par le secteur des transports, et 80% du pétrole consommé au Québec était destiné au secteur des transports (ANNEXE I). Le secteur des transports doit

donc bénéficier d'une attention particulière dans une optique de réduction de nos émissions de GES. En plus de cela, il s'agit probablement du secteur qui serait déterminant pour la mise en œuvre de ces changements d'aménagement du territoire. Pour que ces résultats soient exploitables, prendre en compte le secteur des transports est donc une obligation. Si cette affirmation semble évidente, la manière de la mettre en pratique l'est nettement moins. Le secteur des transports se divise en plusieurs sous-secteurs (figure 7.1) qui obéissent à des logiques différentes et dont la modélisation comporte des défis distincts.



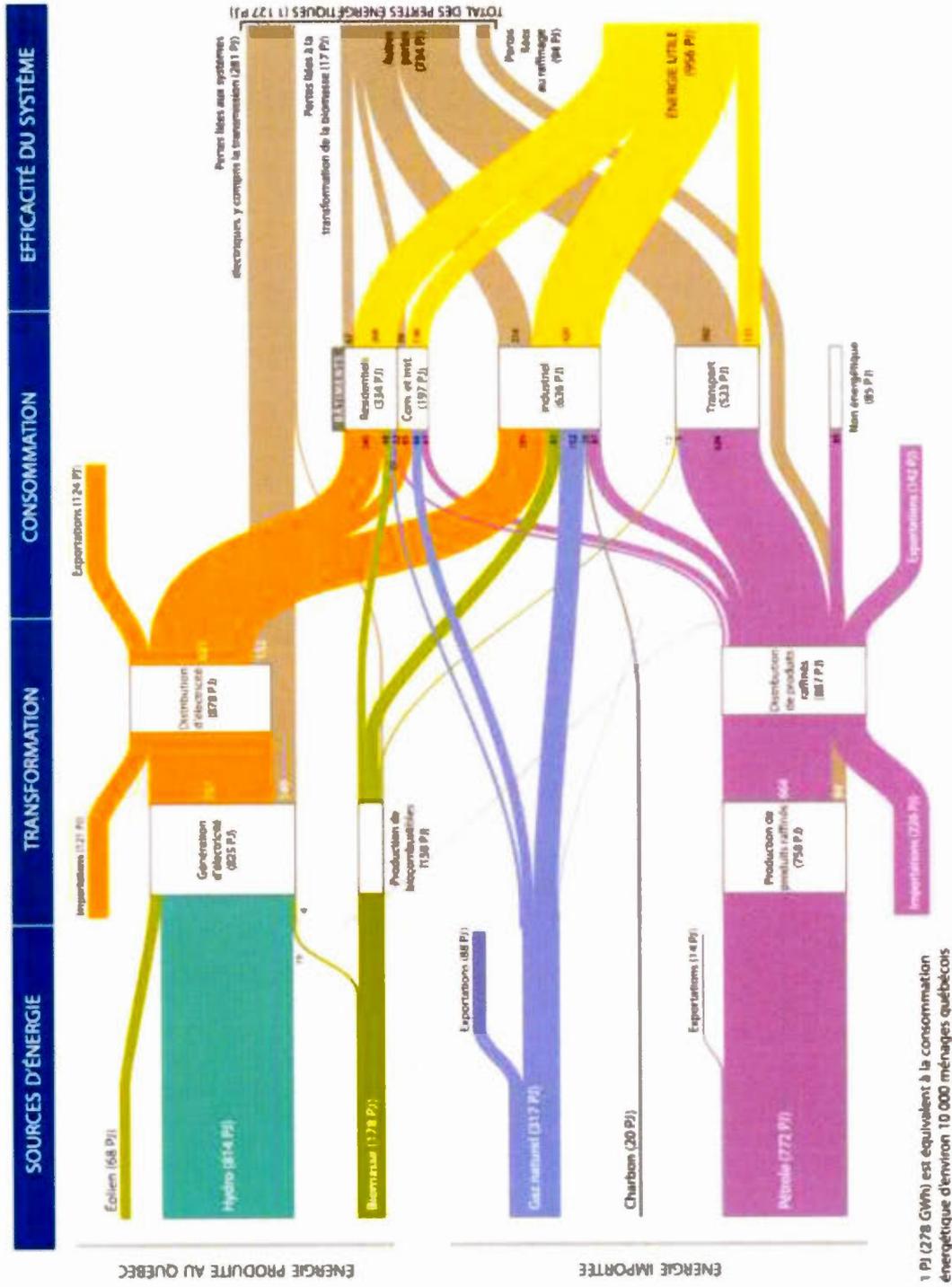
Source: Withmore et Pineau (2016)

Figure VII.1. Consommation d'énergie du secteur des transports au Québec, par mode, en 2016.

Le premier obstacle qui devra être surmonté sera de constituer une base de données sur la consommation énergétique du secteur des transports pour la CMM. Il faudra notamment faire face à la réticence du secteur privé de communiquer certaines informations qu'elles considèrent comme stratégiques (sur le transport de marchandises) et aux difficultés techniques qu'implique l'obtention d'informations de qualité sur les déplacements de plus de trois millions d'individus. Il faudra ensuite déterminer la manière d'inclure la consommation des différents secteurs des transports à notre approche de modélisation et

déterminer la manière dont elle sera spatialisée. À quels endroits décidera-t-on d'allouer la consommation d'énergie et les émissions de CO₂ liées à un déplacement? Au point de départ? Au point d'arrivée? Le long du parcours? Étant donné les différentes recommandations émises précédemment, il semble probable que la meilleure stratégie soit de construire un modèle dédié au secteur des transports qui fonctionnerait de pair avec celui déjà mis en place.

ANNEXE A : BILAN ÉNERGÉTIQUE DU QUÉBEC



Source : Withmore et Pineau (2016)

ANNEXE B : OSEMOSYS ET SES MODIFICATIONS

Le document suivant présente l'ensemble des modifications que j'ai apportées au code d'OSEMOSYS. Pour simplifier sa lecture, j'ai choisi le code de couleur suivant :

- Noir : Titre de section, texte, et tout caractère qui ne fait pas partie du code d'optimisation
- Vert : ensemble des lignes de code d'OSEMOSYS non prises en compte
- Bleu : ensemble des lignes de codes d'OSEMOSYS prises en compte
- Rouge : ensemble des lignes de codes ajoutées à OSEMOSYS

SETS

```
set YEAR;  
set TECHNOLOGY;  
set TIMESLICE;  
set FUEL;  
set EMISSION;  
set MODE_OF_OPERATION;  
set REGION;  
set SEASON;  
set DAYTYPE;  
set DAILYTIMEBRACKET;  
set FLEXIBLEDEMANDTYPE;  
set STORAGE;
```

PARAMETERS

Global

```
param YearSplit{l in TIMESLICE, y in YEAR};  
param DiscountRate{r in REGION};  
param TradeRoute{r in REGION, rr in REGION, f in FUEL, y in YEAR};  
#param DaySplit{lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR};  
#param Conversionls{l in TIMESLICE, ls in SEASON};  
#param Conversionld{l in TIMESLICE, ld in DAYTYPE};  
#param Conversionlh{l in TIMESLICE, lh in DAILYTIMEBRACKET};  
#param DaysInDayType{ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y in YEAR};
```

#param DepreciationMethod{r in REGION};

Demands

param SpecifiedAnnualDemand{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR};
 param SpecifiedDemandProfile{r in REGION, f in FUEL, l in TIMESLICE, y in YEAR};
 param AccumulatedAnnualDemand{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR};

Performance

param CapacityToActivityUnit{r in REGION, t in TECHNOLOGY};
 param TechWithCapacityNeededToMeetPeakTS{r in REGION, t in TECHNOLOGY};
 param CapacityFactor{r in REGION, t in TECHNOLOGY, l in TIMESLICE, y in YEAR};
 param AvailabilityFactor{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
 param OperationalLife{r in REGION, t in TECHNOLOGY};
 param ResidualCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
 param InputActivityRatio{r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, m in MODE_OF_OPERATION, y in YEAR};
 param OutputActivityRatio{r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, m in MODE_OF_OPERATION, y in YEAR};

Technology Costs

param CapitalCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
 param VariableCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, m in MODE_OF_OPERATION, y in YEAR};
 param FixedCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};

Storage

#param TechnologyToStorage{r in REGION, t in TECHNOLOGY, s in STORAGE, m in MODE_OF_OPERATION};
 #param TechnologyFromStorage{r in REGION, t in TECHNOLOGY, s in STORAGE, m in MODE_OF_OPERATION};
 #param StorageLevelStart{r in REGION, s in STORAGE};
 #param StorageMaxChargeRate{r in REGION, s in STORAGE};
 #param StorageMaxDischargeRate{r in REGION, s in STORAGE};
 #param MinStorageCharge{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR};
 #param OperationalLifeStorage{r in REGION, s in STORAGE};
 #param CapitalCostStorage{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR};
 #param ResidualStorageCapacity{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR};

Capacity Constraints

param CapacityOfOneTechnologyUnit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
 param TotalAnnualMaxCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
 param TotalAnnualMinCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};

NEW # Space Constraints

param TagTechnologyWithSpace{r in REGION, t in TECHNOLOGY};
 param TotalSpaceByRegion{r in REGION, y in YEAR};

NEW # Capacity Conversion & Conversion Cost

```

param CapacityConversionOpportunity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, tt in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param ConversionCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, tt in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param ConversionRate {r in REGION, y in YEAR};

```

```

# Investment Constraints #

```

```

param TotalAnnualMaxCapacityInvestment{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param TotalAnnualMinCapacityInvestment{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};

```

```

# Activity Constraints #

```

```

param TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY};
param TotalTechnologyModelPeriodActivityLowerLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY};

```

```

# Reserve Margin #

```

```

#param ReserveMarginTagTechnology{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
#param ReserveMarginTagFuel{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR};
#param ReserveMargin{r in REGION, y in YEAR};

```

```

# RE Generation Target #

```

```

param RETagTechnology{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR};
param RETagFuel{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR};
param REMinProductionTarget{r in REGION, y in YEAR};

```

```

# Emissions & Penalties #

```

```

param EmissionActivityRatio{r in REGION, t in TECHNOLOGY, e in EMISSION, m in MODE_OF_OPERATION, y in YEAR};
param EmissionsPenalty{r in REGION, e in EMISSION, y in YEAR};
param AnnualExogenousEmission{r in REGION, e in EMISSION, y in YEAR};
param AnnualEmissionLimit{r in REGION, e in EMISSION, y in YEAR};
param ModelPeriodExogenousEmission{r in REGION, e in EMISSION};
param ModelPeriodEmissionLimit{r in REGION, e in EMISSION};

```

```

# VARIABLES #

```

```

# Demands #

```

```

var RateOfDemand{r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}>= 0;
var Demand{r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}>= 0;

```

```

# Storage #

```

```

#var RateOfStorageCharge{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in
YEAR};
#var RateOfStorageDischarge{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in
YEAR};
#var NetChargeWithinYear{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in
YEAR};
#var NetChargeWithinDay{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in
YEAR};
#var StorageLevelYearStart{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >=0;
#var StorageLevelYearFinish{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >=0;
#var StorageLevelSeasonStart{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, y in YEAR} >=0;
#var StorageLevelDayTypeStart{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y in YEAR} >=0;
#var StorageLevelDayTypeFinish{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y in YEAR} >=0;
#var StorageLowerLimit{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >=0;
#var StorageUpperLimit{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >=0;
#var AccumulatedNewStorageCapacity{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >=0;
#var NewStorageCapacity{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >=0;
#var CapitalInvestmentStorage{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >=0;
#var DiscountedCapitalInvestmentStorage{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >=0;
#var SalvageValueStorage{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >=0;
#var DiscountedSalvageValueStorage{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >=0;
#var TotalDiscountedStorageCost{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR} >=0;

```

Capacity Variables

```

var NumberOfNewTechnologyUnits{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >= 0,integer;
var NewCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >= 0;
var AccumulatedNewCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >= 0;
var TotalCapacityAnnual{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >= 0;

```

NEW # **Capacity Conversion**

```

var CapacityConversionGain{r in REGION, t in TECHNOLOGY, tt in TECHNOLOGY, y in YEAR} >=0;
var CapacityConversionLoss{r in REGION, t in TECHNOLOGY, tt in TECHNOLOGY, y in YEAR} >=0;
var TotalCapacityConversionGain{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >=0;
var TotalCapacityConversionLoss{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >=0;
var AccumulatedCapacityConversionGain{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >=0;
var AccumulatedCapacityConversionLoss{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >=0;

```

Activity Variables

```

var RateOfActivity{r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in MODE_OF_OPERATION, y in YEAR} >= 0;
var RateOfTotalActivity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, l in TIMESLICE, y in YEAR} >= 0;
var TotalTechnologyAnnualActivity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR} >= 0;
var TotalAnnualTechnologyActivityByMode{r in REGION, t in TECHNOLOGY, m in MODE_OF_OPERATION, y in YEAR} >=0;
var RateOfProductionByTechnologyByMode{r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in MODE_OF_OPERATION, f
in FUEL, y in YEAR} >= 0;
var RateOfProductionByTechnology{r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} >= 0;
var ProductionByTechnology{r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} >= 0;

```

```

var ProductionByTechnologyAnnual{r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR}>= 0;
var RateOfProduction{r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR} >= 0;
var Production{r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR} >= 0;
var RateOfUseByTechnologyByMode{r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, m in MODE_OF_OPERATION, f in
  FUEL, y in YEAR}>= 0;
var RateOfUseByTechnology{r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR} >= 0;
var UseByTechnologyAnnual{r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR}>= 0;
var RateOfUse{r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}>= 0;
var UseByTechnology{r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR}>= 0;
var Use{r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}>= 0;
# __REPLACED__
#var Trade{r in REGION, rr in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR};
#var TradeAnnual{r in REGION, rr in REGION, f in FUEL, y in YEAR};
# __BY__
var Trade{r in REGION, rr in REGION, f in FUEL, y in YEAR};
var TotalTradeBalanceByRegion{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR};
var AccumulatedTradeByRegion{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR};

var ProductionAnnual{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR}>= 0;
var UseAnnual{r in REGION, f in FUEL, y in YEAR}>= 0;

#           Costing Variables           #


---


var CapitalInvestment{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>= 0;
var DiscountedCapitalInvestment{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>= 0;

#var SalvageValue{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>= 0;
#var DiscountedSalvageValue{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>= 0;
var OperatingCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>= 0;
var DiscountedOperatingCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>= 0;

var AnnualVariableOperatingCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>= 0;
var AnnualFixedOperatingCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>= 0;
var VariableOperatingCost{r in REGION, t in TECHNOLOGY, l in TIMESLICE, y in YEAR}>= 0;

# __NEW__ Conversion Cost
var {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>=0;

var TotalDiscountedCostByTechnology{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>= 0;
var TotalDiscountedCost{r in REGION, y in YEAR}>= 0;

var ModelPeriodCostByRegion{r in REGION} >= 0;

#           Reserve Margin           #


---


#var TotalCapacityInReserveMargin{r in REGION, y in YEAR}>= 0;
#var DemandNeedingReserveMargin{r in REGION, l in TIMESLICE, y in YEAR}>= 0;

#           RE Gen Target           #


---



```

```

var TotalREProductionAnnual{r in REGION, y in YEAR};
var RETotalDemandOfTargetFuelAnnual{r in REGION, y in YEAR};

var TotalTechnologyModelPeriodActivity{r in REGION, t in TECHNOLOGY};

#           Emissions           #
-----
var AnnualTechnologyEmissionByMode{r in REGION, t in TECHNOLOGY, e in EMISSION, m in MODE_OF_OPERATION, y in
YEAR}>= 0;
var AnnualTechnologyEmission{r in REGION, t in TECHNOLOGY, e in EMISSION, y in YEAR}>= 0;
var AnnualTechnologyEmissionPenaltyByEmission{r in REGION, t in TECHNOLOGY, e in EMISSION, y in YEAR}>= 0;
var AnnualTechnologyEmissionsPenalty{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>= 0;
var DiscountedTechnologyEmissionsPenalty{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}>= 0;
var AnnualEmissions{r in REGION, e in EMISSION, y in YEAR}>= 0;
var ModelPeriodEmissions{r in REGION, e in EMISSION}>= 0;

# OBJECTIVE FUNCTION #
-----
minimize cost: sum{r in REGION, y in YEAR} TotalDiscountedCost[r,y];

# CONSTRAINTS #
-----
s.t. EQ_SpecifiedDemand{r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}:
SpecifiedAnnualDemand[r,f,y]*SpecifiedDemandProfile[r,f,l,y] / YearSplit[l,y]=RateOfDemand[r,l,f,y];

#           Capacity Adequacy A           #
-----
s.t. CAa1_TotalNewCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: AccumulatedNewCapacity[r,t,y] = sum{yy in YEAR: y-
yy < OperationalLife[r,t] && y-yy>=0} NewCapacity[r,t,yy];
# REPLACED
#s.t. CAa2_TotalAnnualCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: AccumulatedNewCapacity[r,t,y]+
ResidualCapacity[r,t,y] = TotalCapacityAnnual[r,t,y];
# BY
s.t. CAa2_TotalAnnualCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: AccumulatedNewCapacity[r,t,y]+
ResidualCapacity[r,t,y]+ AccumulatedCapacityConversionGain[r,t,y]-AccumulatedCapacityConversionLoss[r,t,y]=
TotalCapacityAnnual[r,t,y];

s.t. CAa3_TotalActivityOfEachTechnology{r in REGION, t in TECHNOLOGY, l in TIMESLICE, y in YEAR}: sum{m in
MODE_OF_OPERATION} RateOfActivity[r,l,t,m,y] = RateOfTotalActivity[r,t,l,y];
s.t. CAa4_Constraint_Capacity{r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: RateOfTotalActivity[r,t,l,y] <=
TotalCapacityAnnual[r,t,y] * CapacityFactor[r,t,l,y]*CapacityToActivityUnit[r,t];
s.t. CAa5_TotalNewCapacity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR: CapacityOfOneTechnologyUnit[r,t,y]<>0}:
CapacityOfOneTechnologyUnit[r,t,y]*NumberOfNewTechnologyUnits[r,t,y] = NewCapacity[r,t,y];

# NEW #           Capacity Conversion Constraints           #
-----
s.t. CT_CapacityConversion{r in REGION, t in TECHNOLOGY, tt in TECHNOLOGY, y in YEAR}:
CapacityConversionGain[r,t,tt,y]=CapacityConversionLoss[r,tt,t,y];

```

s.t. CT_TotalCapacityConversionGain{r in REGION, tt in TECHNOLOGY, y in YEAR}: sum{t in TECHNOLOGY}CapacityConversionGain[r,tt,y]*CapacityConversionOpportunity[r,tt,y]=TotalCapacityConversionGain[r,tt,y];
s.t. CT_TotalCapacityConversionLoss{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: sum{tt in TECHNOLOGY}CapacityConversionLoss[r,t,tt,y]*CapacityConversionOpportunity[r,t,tt,y]=TotalCapacityConversionLoss[r,t,y];
s.t. CT_AccumulatedCapacityConversionGain{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}:AccumulatedCapacityConversionGain[r,t,y] = sum{yy in YEAR: y>=yy} TotalCapacityConversionGain[r,t,yy];
s.t. CT_AccumulatedCapacityConversionLoss{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}:AccumulatedCapacityConversionLoss[r,t,y] = sum{yy in YEAR: y>=yy} TotalCapacityConversionLoss[r,t,yy];
s.t. CT_TotalCapacityConversionLossLimit{r in REGION, y in YEAR:y>2015}: sum{t in TECHNOLOGY}TotalCapacityConversionLoss[r,t,y]<=TotalSpaceByRegion[r,y]*ConversionRate[r,y];

Capacity Adequacy B

#

REPLACED

#s.t. CAbl_PlannedMaintenance{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE} RateOfTotalActivity[r,t,l,y]*YearSplit[l,y] <= sum{l in TIMESLICE} (TotalCapacityAnnual[r,t,y]*CapacityFactor[r,t,l,y]*YearSplit[l,y])* AvailabilityFactor[r,t,y]*CapacityToActivityUnit[r,t];

BY

s.t. CAB2_PlannedMaintenance{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE} RateOfTotalActivity[r,t,l,y]*YearSplit[l,y] >= (sum{l in TIMESLICE} (TotalCapacityAnnual[r,t,y]*CapacityFactor[r,t,l,y]*YearSplit[l,y])* AvailabilityFactor[r,t,y]*CapacityToActivityUnit[r,t])*0.5;

Energy Balance A

#

s.t. EBA1_RateOfFuelProduction1 {r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, t in TECHNOLOGY, m in MODE_OF_OPERATION, y in YEAR: OutputActivityRatio[r,t,f,m,y] <0}: RateOfActivity[r,l,t,m,y]*OutputActivityRatio[r,t,f,m,y] = RateOfProductionByTechnologyByMode[r,l,t,m,f,y];
s.t. EBA2_RateOfFuelProduction2 {r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: sum{m in MODE_OF_OPERATION: OutputActivityRatio[r,t,f,m,y] <0} RateOfProductionByTechnologyByMode[r,l,t,m,f,y] = RateOfProductionByTechnology[r,l,t,f,y] ;
s.t. EBA3_RateOfFuelProduction3 {r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}: sum{t in TECHNOLOGY} RateOfProductionByTechnology[r,l,t,f,y] = RateOfProduction[r,l,f,y];
s.t. EBA4_RateOfFuelUse1 {r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, t in TECHNOLOGY, m in MODE_OF_OPERATION, y in YEAR: InputActivityRatio[r,t,f,m,y] <0}: RateOfActivity[r,l,t,m,y]*InputActivityRatio[r,t,f,m,y] = RateOfUseByTechnologyByMode[r,l,t,m,f,y];
s.t. EBA5_RateOfFuelUse2 {r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: sum{m in MODE_OF_OPERATION: InputActivityRatio[r,t,f,m,y] <0} RateOfUseByTechnologyByMode[r,l,t,m,f,y] = RateOfUseByTechnology[r,l,t,f,y];
s.t. EBA6_RateOfFuelUse3 {r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}: sum{t in TECHNOLOGY} RateOfUseByTechnology[r,l,t,f,y] = RateOfUse[r,l,f,y];
s.t. EBA7_EnergyBalanceEachTS1 {r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}: RateOfProduction[r,l,f,y]*YearSplit[l,y] = Production[r,l,f,y];
s.t. EBA8_EnergyBalanceEachTS2 {r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}: RateOfUse[r,l,f,y]*YearSplit[l,y] = Use[r,l,f,y];
s.t. EBA9_EnergyBalanceEachTS3 {r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}: RateOfDemand[r,l,f,y]*YearSplit[l,y] = Demand[r,l,f,y];
REPLACED
#s.t. EBA10_EnergyBalanceEachTS4 {r in REGION, rr in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}: Trade[r,rr,l,f,y] = - Trade[rr,r,l,f,y];

#s.t. EBal1_EnergyBalanceEachTSS {r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}: Production[r,l,f,y] >= Demand[r,l,f,y] + Use[r,l,f,y] + sum{rr in REGION} Trade[r,rr,l,f,y]*TradeRoute[r,rr,f,y];
s.t. EBal1_EnergyBalanceEachTSS {r in REGION, l in TIMESLICE, f in FUEL, y in YEAR}: Production[r,l,f,y] >= Demand[r,l,f,y] + Use[r,l,f,y];

Energy Balance B

s.t. Ebb1_EnergyBalanceEachYear1 {r in REGION, f in FUEL, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE} Production[r,l,f,y] = ProductionAnnual[r,f,y];
s.t. Ebb2_EnergyBalanceEachYear2 {r in REGION, f in FUEL, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE} Use[r,l,f,y] = UseAnnual[r,f,y];
REPLACED
#s.t. Ebb3_EnergyBalanceEachYear3 {r in REGION, rr in REGION, f in FUEL, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE} Trade[r,rr,l,f,y] = TradeAnnual[r,rr,f,y];
#s.t. Ebb4_EnergyBalanceEachYear4 {r in REGION, f in FUEL, y in YEAR}: ProductionAnnual[r,f,y] >= UseAnnual[r,f,y] + sum{rr in REGION} TradeAnnual[r,rr,f,y]*TradeRoute[r,rr,f,y] + AccumulatedAnnualDemand[r,f,y];
BY
s.t. Eba12_EnergyBalanceEachTS4 {r in REGION, rr in REGION, f in FUEL, y in YEAR}: Trade[r,rr,f,y] = -Trade[rr,r,f,y];
s.t. Eba5_TotalTradeBalanceByRegion {r in REGION, f in FUEL, y in YEAR}: sum{rr in REGION} Trade[r,rr,f,y]*TradeRoute[r,rr,f,y]=TotalTradeBalanceByRegion[r,f,y];
s.t. Eba6_AccumulatedTradeByRegion {r in REGION, f in FUEL, y in YEAR}: AccumulatedTradeByRegion[r,f,y]=sum{yy in YEAR: y>=yy} TotalTradeBalanceByRegion[r,f,yy];
s.t. Ebb4_EnergyBalanceEachYear4 {r in REGION, f in FUEL, y in YEAR}: ProductionAnnual[r,f,y] >= UseAnnual[r,f,y] + AccumulatedTradeByRegion[r,f,y] + AccumulatedAnnualDemand[r,f,y];
s.t. TradeLimit {r in REGION, f in FUEL, l in TIMESLICE, y in YEAR}: sum{rr in REGION} Trade[r,rr,f,y] <= 10000;
s.t. TradeLimit2 {r in REGION, f in FUEL, l in TIMESLICE, y in YEAR}: sum{rr in REGION} Trade[r,rr,f,y] >= -10000;

Accounting Technology Production/Use

s.t. Acc1_FuelProductionByTechnology {r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR}: RateOfProductionByTechnology[r,l,t,f,y] * YearSplit[l,y] = ProductionByTechnology[r,l,t,f,y];
s.t. Acc2_FuelUseByTechnology {r in REGION, l in TIMESLICE, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR}: RateOfUseByTechnology[r,l,t,f,y] * YearSplit[l,y] = UseByTechnology[r,l,t,f,y];
s.t. Acc3_AverageAnnualRateOfActivity {r in REGION, t in TECHNOLOGY, m in MODE_OF_OPERATION, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE} RateOfActivity[r,l,t,m,y]*YearSplit[l,y] = TotalAnnualTechnologyActivityByMode[r,t,m,y];
s.t. Acc4_ModelPeriodCostByRegion {r in REGION}: sum{y in YEAR} TotalDiscountedCost[r,y] = ModelPeriodCostByRegion[r];

Storage Equations

#s.t. S1_RateOfStorageCharge {r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: sum{t in TECHNOLOGY, m in MODE_OF_OPERATION, l in TIMESLICE: TechnologyToStorage[r,t,s,m]>0} RateOfActivity[r,l,t,m,y] * TechnologyToStorage[r,t,s,m] * Conversionls[l,ls] * Conversionld[l,ld] * Conversionlh[l,lh] = RateOfStorageCharge[r,s,ls,ld,lh,y];
#s.t. S2_RateOfStorageDischarge {r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: sum{t in TECHNOLOGY, m in MODE_OF_OPERATION, l in TIMESLICE: TechnologyFromStorage[r,t,s,m]>0} RateOfActivity[r,l,t,m,y] * TechnologyFromStorage[r,t,s,m] * Conversionls[l,ls] * Conversionld[l,ld] * Conversionlh[l,lh] = RateOfStorageDischarge[r,s,ls,ld,lh,y];
#s.t. S3_NetChargeWithinYear {r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE: Conversionls[l,ls]>0&&Conversionld[l,ld]>0&&Conversionlh[l,lh]>0} (RateOfStorageCharge[r,s,ls,ld,lh,y] - RateOfStorageDischarge[r,s,ls,ld,lh,y]) * YearSplit[l,y] * Conversionls[l,ls] * Conversionld[l,ld] * Conversionlh[l,lh] = NetChargeWithinYear[r,s,ls,ld,lh,y];

```

#s.t. S4_NetChargeWithinDay{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in
YEAR}: (RateOfStorageCharge[r,s,ls,ld,lh,y] - RateOfStorageDischarge[r,s,ls,ld,lh,y]) * DaySplit[lh,y] =
NetChargeWithinDay[r,s,ls,ld,lh,y];
#s.t. S5_and_S6_StorageLevelYearStart{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR}: if y = min{yy in YEAR} min(yy) then
StorageLevelStart[r,s]
else StorageLevelYearStart[r,s,y-1] + sum{ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET}
NetChargeWithinYear[r,s,ls,ld,lh,y-1]
StorageLevelYearStart[r,s,y];
#s.t. S7_and_S8_StorageLevelYearFinish{r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR}: if y < max{yy in YEAR} max(yy) then
StorageLevelYearStart[r,s,y+1]
else StorageLevelYearStart[r,s,y] + sum{ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET}
NetChargeWithinYear[r,s,ls,ld,lh,y]
StorageLevelYearFinish[r,s,y];
#s.t. S9_and_S10_StorageLevelSeasonStart{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, y in YEAR}: if ls = min{ls in SEASON}
min(ls) then StorageLevelYearStart[r,s,y]
else StorageLevelSeasonStart[r,s,ls-1,y] + sum{ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET} NetChargeWithinYear[r,s,ls-
1,ld,lh,y]
StorageLevelSeasonStart[r,s,ls,y];
#s.t. S11_and_S12_StorageLevelDayTypeStart{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y in YEAR}: if ld =
min{ld in DAYTYPE} min(ld) then StorageLevelSeasonStart[r,s,ls,y]
else StorageLevelDayTypeStart[r,s,ls,ld-1,y] + sum{lh in DAILYTIMEBRACKET} NetChargeWithinDay[r,s,ls,ld-1,lh,y] *
DaysInDayType[ls,ld-1,y]
StorageLevelDayTypeStart[r,s,ls,ld,y];
#s.t. S13_and_S14_and_S15_StorageLevelDayTypeFinish{r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, y in
YEAR}: if ls = max{ls in SEASON} max(ls) && ld = max{ld in DAYTYPE} max(ld) then StorageLevelYearFinish[r,s,y]
else if ld = max{ld in DAYTYPE} max(ld) then StorageLevelSeasonStart[r,s,ls+1,y]
else StorageLevelDayTypeFinish[r,s,ls,ld+1,y] - sum{lh in DAILYTIMEBRACKET} NetChargeWithinDay[r,s,ls,ld+1,lh,y] *
DaysInDayType[ls,ld+1,y]
StorageLevelDayTypeFinish[r,s,ls,ld,y];

```

Storage Constraints

```

#s.t. SC1_LowerLimit_BeginningOfDailyTimeBracketOfFirstInstanceOfDayTypeInFirstWeekConstraint{r in REGION, s in STORAGE,
ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: 0 <= (StorageLevelDayTypeStart[r,s,ls,ld,y]+sum{lh in
DAILYTIMEBRACKET:lh-lh<0} NetChargeWithinDay[r,s,ls,ld,lh,y])-StorageLowerLimit[r,s,y];
#s.t. SC1_UpperLimit_BeginningOfDailyTimeBracketOfFirstInstanceOfDayTypeInFirstWeekConstraint{r in REGION, s in STORAGE,
ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: (StorageLevelDayTypeStart[r,s,ls,ld,y]+sum{lh in
DAILYTIMEBRACKET:lh-lh>0} NetChargeWithinDay[r,s,ls,ld,lh,y])-StorageUpperLimit[r,s,y] <= 0;
#s.t. SC2_LowerLimit_EndOfDailyTimeBracketOfLastInstanceOfDayTypeInFirstWeekConstraint{r in REGION, s in STORAGE, ls in
SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: 0 <= if ld > min{ld in DAYTYPE} min(ld) then
(StorageLevelDayTypeStart[r,s,ls,ld,y]-sum{lh in DAILYTIMEBRACKET:lh-lh<0} NetChargeWithinDay[r,s,ls,ld-1,lh,y])-
StorageLowerLimit[r,s,y];
#s.t. SC2_UpperLimit_EndOfDailyTimeBracketOfLastInstanceOfDayTypeInFirstWeekConstraint{r in REGION, s in STORAGE, ls in
SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: if ld > min{ld in DAYTYPE} min(ld) then
(StorageLevelDayTypeStart[r,s,ls,ld,y]-sum{lh in DAILYTIMEBRACKET:lh-lh<0} NetChargeWithinDay[r,s,ls,ld-1,lh,y])-
StorageUpperLimit[r,s,y] <= 0;
#s.t. SC3_LowerLimit_EndOfDailyTimeBracketOfLastInstanceOfDayTypeInLastWeekConstraint{r in REGION, s in STORAGE, ls in
SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: 0 <= (StorageLevelDayTypeFinish[r,s,ls,ld,y] - sum{lh in
DAILYTIMEBRACKET:lh-lh<0} NetChargeWithinDay[r,s,ls,ld,lh,y])-StorageLowerLimit[r,s,y];

```

- #s.t. SC3_UpperLimit_EndOfDailyTimeBracketOfLastInstanceOfDayTypeInLastWeekConstraint {r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: (StorageLevelDayTypeFinish[r,s,ls,ld,y] - sum{lh in DAILYTIMEBRACKET:lh-lh<0} NetChargeWithinDay[r,s,ls,ld,lh,y])-StorageUpperLimit[r,s,y] <= 0;
- #s.t. SC4_LowerLimit_BeginningOfDayTimeBracketOfFirstInstanceOfDayTypeInLastWeekConstraint {r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: 0 <= if ld > min{ld in DAYTYPE} min(ld) then (StorageLevelDayTypeFinish[r,s,ls,ld-1,y]+sum{lh in DAILYTIMEBRACKET:lh-lh>0} NetChargeWithinDay[r,s,ls,ld,lh,y])-StorageLowerLimit[r,s,y];
- #s.t. SC4_UpperLimit_BeginningOfDayTimeBracketOfFirstInstanceOfDayTypeInLastWeekConstraint {r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: if ld > min{ld in DAYTYPE} min(ld) then (StorageLevelDayTypeFinish[r,s,ls,ld-1,y]+sum{lh in DAILYTIMEBRACKET:lh-lh>0} NetChargeWithinDay[r,s,ls,ld,lh,y])-StorageUpperLimit[r,s,y] <= 0;
- #s.t. SC5_MaxChargeConstraint {r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: RateOfStorageCharge[r,s,ls,ld,lh,y] <= StorageMaxChargeRate[r,s];
- #s.t. SC6_MaxDischargeConstraint {r in REGION, s in STORAGE, ls in SEASON, ld in DAYTYPE, lh in DAILYTIMEBRACKET, y in YEAR}: RateOfStorageDischarge[r,s,ls,ld,lh,y] <= StorageMaxDischargeRate[r,s];

Storage Investments

- #s.t. SI1_StorageUpperLimit {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR}:
AccumulatedNewStorageCapacity[r,s,y]+ResidualStorageCapacity[r,s,y] = StorageUpperLimit[r,s,y];
- #s.t. SI2_StorageLowerLimit {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR}: MinStorageCharge[r,s,y]*StorageUpperLimit[r,s,y] = StorageLowerLimit[r,s,y];
- #s.t. SI3_TotalNewStorage {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR}: sum{yy in YEAR: y-yy < OperationalLifeStorage[r,s] && y-yy>=0} NewStorageCapacity[r,s,yy]=AccumulatedNewStorageCapacity[r,s,y];
- #s.t. SI4_UndiscountedCapitalInvestmentStorage {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR}: CapitalCostStorage[r,s,y] * NewStorageCapacity[r,s,y] = CapitalInvestmentStorage[r,s,y];
- #s.t. SI5_DiscountingCapitalInvestmentStorage {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR}:
CapitalInvestmentStorage[r,s,y]/((1+DiscountRate[r])^(y-min{yy in YEAR} min(yy))) = DiscountedCapitalInvestmentStorage[r,s,y];
- #s.t. SI6_SalvageValueStorageAtEndOfPeriod1 {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR: (y+OperationalLifeStorage[r,s]-1) <= (max{yy in YEAR} max(yy)): 0 = SalvageValueStorage[r,s,y];
- #s.t. SI7_SalvageValueStorageAtEndOfPeriod2 {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR: (DepreciationMethod[r]=1 && (y+OperationalLifeStorage[r,s]-1) > (max{yy in YEAR} max(yy)) && DiscountRate[r]=0) || (DepreciationMethod[r]=2 && (y+OperationalLifeStorage[r,s]-1) > (max{yy in YEAR} max(yy)))): CapitalInvestmentStorage[r,s,y]*(1-(max{yy in YEAR} max(yy) - y+1)/OperationalLifeStorage[r,s]) = SalvageValueStorage[r,s,y];
- #s.t. SI8_SalvageValueStorageAtEndOfPeriod3 {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR: DepreciationMethod[r]=1 && (y+OperationalLifeStorage[r,s]-1) > (max{yy in YEAR} max(yy)) && DiscountRate[r]>0}: CapitalInvestmentStorage[r,s,y]*(1-(((1+DiscountRate[r])^(max{yy in YEAR} max(yy) - y+1)-1)/(1+DiscountRate[r])^OperationalLifeStorage[r,s]-1))) = SalvageValueStorage[r,s,y];
- #s.t. SI9_SalvageValueStorageDiscountedToStartYear {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR}:
SalvageValueStorage[r,s,y]/((1+DiscountRate[r])^(max{yy in YEAR} max(yy)-min{yy in YEAR} min(yy)+1)) = DiscountedSalvageValueStorage[r,s,y];
- #s.t. SI10_TotalDiscountedCostByStorage {r in REGION, s in STORAGE, y in YEAR}: DiscountedCapitalInvestmentStorage[r,s,y]-DiscountedSalvageValueStorage[r,s,y] = TotalDiscountedStorageCost[r,s,y];

Capital Costs

- s.t. CC1_UndiscountedCapitalInvestment {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: CapitalCost[r,t,y] * NewCapacity[r,t,y] = CapitalInvestment[r,t,y];
- s.t. CC2_DiscountingCapitalInvestment {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}:
CapitalInvestment[r,t,y]/((1+DiscountRate[r])^(y-min{yy in YEAR} min(yy))) = DiscountedCapitalInvestment[r,t,y];

Salvage Value

- #s.t. SV1_SalvageValueAtEndOfPeriod1 {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR: DepreciationMethod[r]=1 && (y + OperationalLife[r,t]-1) > (max{yy in YEAR} max(yy)) && DiscountRate[r]>0}: SalvageValue[r,t,y] = CapitalCost[r,t,y]*NewCapacity[r,t,y]*(1-(((1+DiscountRate[r])^(max{yy in YEAR} max(yy) - y+1)- 1)/((1+DiscountRate[r])^OperationalLife[r,t]-1)));
- #s.t. SV2_SalvageValueAtEndOfPeriod2 {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR: (DepreciationMethod[r]=1 && (y + OperationalLife[r,t]-1) > (max{yy in YEAR} max(yy)) && DiscountRate[r]=0) || (DepreciationMethod[r]=2 && (y + OperationalLife[r,t]-1) > (max{yy in YEAR} max(yy)))): SalvageValue[r,t,y] = CapitalCost[r,t,y]*NewCapacity[r,t,y]*(1-(max{yy in YEAR} max(yy) - y+1)/OperationalLife[r,t]);
- #s.t. SV3_SalvageValueAtEndOfPeriod3 {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR: (y + OperationalLife[r,t]-1) <= (max{yy in YEAR} max(yy))}: SalvageValue[r,t,y] = 0;
- #s.t. SV4_SalvageValueDiscountedToStartYear {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: DiscountedSalvageValue[r,t,y] = SalvageValue[r,t,y]/((1+DiscountRate[r])^(1+max{yy in YEAR} max(yy)-min{yy in YEAR} min(yy)));

Operating Costs

- s.t. OC1_OperatingCostsVariable {r in REGION, t in TECHNOLOGY, l in TIMESLICE, y in YEAR}: sum{m in MODE_OF_OPERATION} TotalAnnualTechnologyActivityByMode[r,t,m,y]*VariableCost[r,t,m,y] = AnnualVariableOperatingCost[r,t,y];
- s.t. OC2_OperatingCostsFixedAnnual {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: TotalCapacityAnnual[r,t,y]*FixedCost[r,t,y] = AnnualFixedOperatingCost[r,t,y];
- s.t. OC3_OperatingCostsTotalAnnual {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: AnnualFixedOperatingCost[r,t,y]+AnnualVariableOperatingCost[r,t,y] = OperatingCost[r,t,y];
- s.t. OC4_DiscountedOperatingCostsTotalAnnual {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: OperatingCost[r,t,y]/((1+DiscountRate[r])^(y-min{yy in YEAR} min(yy)+0.5)) = DiscountedOperatingCost[r,t,y];

NEW # Conversion Cost

- s.t. TC_ConversionCostByTechnology {r in REGION, tt in TECHNOLOGY, y in YEAR}: sum{t in TECHNOLOGY} (CapacityConversionGain[r,tt,t,y]*ConversionCost[r,t,tt,y]*CapacityConversionOpportunity[r,t,tt,y]) = ConversionCostByTechnology[r,tt,y];

Total Discounted Costs

REPLACED

- #s.t. TDC1_TotalDiscountedCostByTechnology {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: DiscountedOperatingCost[r,t,y]+DiscountedCapitalInvestment[r,t,y]+DiscountedTechnologyEmissionsPenalty[r,t,y]- DiscountedSalvageValue[r,t,y] = TotalDiscountedCostByTechnology[r,t,y];

BY

- s.t. TDC1_TotalDiscountedCostByTechnology {r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: DiscountedOperatingCost[r,t,y]+DiscountedCapitalInvestment[r,t,y] +DiscountedTechnologyEmissionsPenalty[r,t,y]+ConversionCostByTechnology[r,t,y] = TotalDiscountedCostByTechnology[r,t,y];

REPLACED

- #s.t. TDC2_TotalDiscountedCost {r in REGION, y in YEAR}: sum{t in TECHNOLOGY} TotalDiscountedCostByTechnology[r,t,y]+sum{s in STORAGE} TotalDiscountedStorageCost[r,s,y] = TotalDiscountedCost[r,y];

BY

- s.t. TDC2_TotalDiscountedCost {r in REGION, y in YEAR}: sum{t in TECHNOLOGY} TotalDiscountedCostByTechnology[r,t,y] = TotalDiscountedCost[r,y];

Total Capacity Constraints

- s.t. TCC1_TotalAnnualMaxCapacityConstraint{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: TotalCapacityAnnual[r,t,y] <= TotalAnnualMaxCapacity[r,t,y];
- s.t. TCC2_TotalAnnualMinCapacityConstraint{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR: TotalAnnualMinCapacity[r,t,y]>0}: TotalCapacityAnnual[r,t,y] >= TotalAnnualMinCapacity[r,t,y];

NEW # Space constraints

- s.t. TTS_TechnologiesToSpaceConstrains{r in REGION, y in YEAR}: sum{t in TECHNOLOGY} TotalCapacityAnnual[r,t,y]*TagTechnologyWithSpace[r,t] <= TotalSpaceByRegion[r,y];

New Capacity Constraints

- s.t. NCC1_TotalAnnualMaxNewCapacityConstraint{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: NewCapacity[r,t,y] <= TotalAnnualMaxCapacityInvestment[r,t,y];
- s.t. NCC2_TotalAnnualMinNewCapacityConstraint{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR: TotalAnnualMinCapacityInvestment[r,t,y]>0}: NewCapacity[r,t,y] >= TotalAnnualMinCapacityInvestment[r,t,y];

Annual Activity Constraints

- s.t. AAC1_TotalAnnualTechnologyActivity{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE} RateOfTotalActivity[r,t,l,y]*YearSplit[l,y] = TotalTechnologyAnnualActivity[r,t,y];
- #s.t. AAC2_TotalAnnualTechnologyActivityUpperLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: TotalTechnologyAnnualActivity[r,t,y] <= TotalTechnologyAnnualActivityUpperLimit[r,t,y];
- s.t. AAC3_TotalAnnualTechnologyActivityLowerLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR: TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit[r,t,y]>0}: TotalTechnologyAnnualActivity[r,t,y] >= TotalTechnologyAnnualActivityLowerLimit[r,t,y];

Total Activity Constraints

- s.t. TAC1_TotalModelHorizonTechnologyActivity{r in REGION, t in TECHNOLOGY}: sum{y in YEAR} TotalTechnologyAnnualActivity[r,t,y] = TotalTechnologyModelPeriodActivity[r,t];
- #s.t. TAC2_TotalModelHorizonTechnologyActivityUpperLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: TotalTechnologyModelPeriodActivity[r,t] <= TotalTechnologyModelPeriodActivityUpperLimit[r,t];
- s.t. TAC3_TotalModelHorizenTechnologyActivityLowerLimit{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR: TotalTechnologyModelPeriodActivityLowerLimit[r,t]>0}: TotalTechnologyModelPeriodActivity[r,t] >= TotalTechnologyModelPeriodActivityLowerLimit[r,t];

Reserve Margin Constraint

- #s.t. RM1_ReserveMargin_TechnologiesIncluded_In_Activity_Units{r in REGION, l in TIMESLICE, y in YEAR}: sum {t in TECHNOLOGY} TotalCapacityAnnual[r,t,y] * ReserveMarginTagTechnology[r,t,y] * CapacityToActivityUnit[r,t] = TotalCapacityInReserveMargin[r,y];
- #s.t. RM2_ReserveMargin_FuelsIncluded{r in REGION, l in TIMESLICE, y in YEAR}: sum {f in FUEL} RateOfProduction[r,l,f,y] * ReserveMarginTagFuel[r,f,y] = DemandNeedingReserveMargin[r,l,y];
- #s.t. RM3_ReserveMargin_Constraint{r in REGION, l in TIMESLICE, y in YEAR}: DemandNeedingReserveMargin[r,l,y] * ReserveMargin[r,y] <= TotalCapacityInReserveMargin[r,y];

RE Production Target

- s.t. RE1_FuelProductionByTechnologyAnnual{r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE} ProductionByTechnology[r,l,t,f,y] = ProductionByTechnologyAnnual[r,t,f,y];
- s.t. RE2_TechIncluded{r in REGION, y in YEAR}: sum{t in TECHNOLOGY, f in FUEL} ProductionByTechnologyAnnual[r,t,f,y]*RETagTechnology[r,t,y] = TotalREProductionAnnual[r,y];
- s.t. RE3_FuelIncluded{r in REGION, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE, f in FUEL} RateOfDemand[r,l,f,y]*YearSplit[l,y]*RETagFuel[r,f,y] = RETotalDemandOfTargetFuelAnnual[r,y];
- s.t. RE4_EnergyConstraint{r in REGION, y in YEAR}: REMinProductionTarget[r,y]*RETotalDemandOfTargetFuelAnnual[r,y] <= TotalREProductionAnnual[r,y];
- s.t. RE5_FuelUseByTechnologyAnnual{r in REGION, t in TECHNOLOGY, f in FUEL, y in YEAR}: sum{l in TIMESLICE} RateOfUseByTechnology[r,l,t,f,y]*YearSplit[l,y] = UseByTechnologyAnnual[r,t,f,y];

Emissions Accounting

- s.t. E1_AnnualEmissionProductionByMode{r in REGION, t in TECHNOLOGY, e in EMISSION, m in MODE_OF_OPERATION, y in YEAR: EmissionActivityRatio[r,t,e,m,y] < 0}: EmissionActivityRatio[r,t,e,m,y]*TotalAnnualTechnologyActivityByMode[r,t,m,y] = AnnualTechnologyEmissionByMode[r,t,e,m,y];
- s.t. E2_AnnualEmissionProduction{r in REGION, t in TECHNOLOGY, e in EMISSION, y in YEAR}: sum{m in MODE_OF_OPERATION} AnnualTechnologyEmissionByMode[r,t,e,m,y] = AnnualTechnologyEmission[r,t,e,y];
- s.t. E3_EmissionsPenaltyByTechAndEmission{r in REGION, t in TECHNOLOGY, e in EMISSION, y in YEAR}: AnnualTechnologyEmission[r,t,e,y]*EmissionsPenalty[r,e,y] = AnnualTechnologyEmissionPenaltyByEmission[r,t,e,y];
- s.t. E4_EmissionsPenaltyByTechnology{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: sum{e in EMISSION} AnnualTechnologyEmissionPenaltyByEmission[r,t,e,y] = AnnualTechnologyEmissionsPenalty[r,t,y];
- s.t. E5_DiscountedEmissionsPenaltyByTechnology{r in REGION, t in TECHNOLOGY, y in YEAR}: AnnualTechnologyEmissionsPenalty[r,t,y]/((1+DiscountRate[r])^(y-min{yy in YEAR} min(yy)+0.5)) = DiscountedTechnologyEmissionsPenalty[r,t,y];
- s.t. E6_EmissionsAccounting1{r in REGION, e in EMISSION, y in YEAR}: sum{t in TECHNOLOGY} AnnualTechnologyEmission[r,t,e,y] = AnnualEmissions[r,e,y];
- s.t. E7_EmissionsAccounting2{r in REGION, e in EMISSION}: sum{y in YEAR} AnnualEmissions[r,e,y] = ModelPeriodEmissions[r,e]- ModelPeriodExogenousEmission[r,e];
- s.t. E8_AnnualEmissionsLimit{r in REGION, e in EMISSION, y in YEAR}: AnnualEmissions[r,e,y]+AnnualExogenousEmission[r,e,y] <= AnnualEmissionLimit[r,e,y];
- s.t. E9_ModelPeriodEmissionsLimit{r in REGION, e in EMISSION}: ModelPeriodEmissions[r,e] <= ModelPeriodEmissionLimit[r,e];

solve;

BIBLIOGRAPHIE

- Allegrini, J., Orehounig, K., Mavromatidis, G., Ruesch, F., Dorer, V. et Evins, R. (2015). A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 52, 1391-1404.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.07.123>
- Alonso-Tristán, C., González-Peña, D., Díez-Mediavilla, M., Rodríguez-Amigo, M. et García-Calderón, T. (2011). Small hydropower plants in Spain: A case study. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(6), 2729-2735.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.03.029>
- Arban, E. (2013). La subsidiarité en droit européen et canadien: une comparaison. *Canadian Public Administration*, 56(2), 219-234.
- Bagheri, A. et Hjorth, P. (2007). Planning for sustainable development: a paradigm shift towards a process-based approach. *Sustainable Development*, 15(2), 83-96.
<http://dx.doi.org/10.1002/sd.310>
- Bazilian, M., Rice, A., Rotich, J., Howells, M., DeCarolis, J., Macmillan, S., Brooks, C., Bauer, F. et Liebreich, M. (2012). Open source software and crowdsourcing for energy analysis. *Energy Policy*, 49, 149-153.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2012.06.032>
- Bazmi, A.A. et Zahedi, G. (2011). Sustainable energy systems: Role of optimization modeling techniques in power generation and supply—A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(8), 3480-3500.
<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.05.003>
- Bergeron, P. (2012). Gentilly-2: Hydro annonce officiellement sa fermeture d'ici la fin de 2012. *Le Devoir*. Récupéré de
<http://www.ledevoir.com/politique/quebec/360594/hydro-annonce-la-fermeture-definitive-de-gentilly-2-la-fin-2012>
- British Petroleum. (2016). *BP Statistical Review of World Energy*. Récupéré de
<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf>
- Chambre de commerce du Montréal métropolitain. [s. d.]. *Taux annuel d'inflation*. Consulté le 1 septembre 2016 de <http://www.ccmm.qc.ca/fr/metropole/statistiques-economiques/inflation/>
- CMM. (2010a). *Portrait des émissions de gaz à effet de serre sur le territoire de la Caummunauté métropolitaine de Montréal*. Récupéré de

- http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/20100922_rapportTecsult_GES.pdf
- CMM. (2010b). *Portrait du Grand Montréal*. (Cahier métropolitains) (Vol. 1). Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/periodique/cahiersMetropolitains_no01.pdf
- CMM. (2014). *Document de présentation*. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/documents/briefingbook.pdf
- CMM. (2015). *Projections démographiques: 221 000 nouveaux ménages attendus dans le Grand Montréal pour la période 2016-2031*. (Perspective Grand Montréal no 19). Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/periodique/29_Perspective.pdf
- CMM. [s. d.-a]. *Données géoréférencées*. Consulté le 20 Août 2016 de <http://cmm.qc.ca/donnees-et-territoire/observatoire-grand-montreal/produits-cartographiques/donnees-georeferencees/>
- CMM. Observatoire Grand Montréal [s. d.-b]. *Grand Montréal en statistique*. Consulté le 25 Août 2016 de <http://cmm.qc.ca/donnees-et-territoire/observatoire-grand-montreal/produits-statistiques/grand-montreal-en-statistiques/?t=2&st=8&i=779&p=2015&e=3>
- Commission sur les enjeux énergétiques du Québec. (2014). *Maitriser notre avenir énergétique*. Québec : MERN. Récupéré de <https://www.mern.gouv.qc.ca/energie/politique/pdf/Rapport-consultation-energie.pdf>
- E3MLab/ICCS. (2014). *The PRIMES model. Detailed model description*. National Technical University of Athens
- Énergie et ressources naturelles Québec. Efficacité énergétique. [s. d.]. *Programme et aides financières* Consulté le 25 août 2016 de <http://www.efficaciteenergetique.gouv.qc.ca/programmes-et-aides-financieres/#.V79w3Zgr12w>
- Enquête Origine-Destination. (2013). *La mobilité des personnes dans la région de Montréal*. Récupéré de <https://rtm.quebec/Media/Default/pdf/section8/enquete-od-2013-faits-saillants.pdf>
- Fattori, F. (2016). *Approaches to some of the emerging challenges and opportunities for energy system models*. (thèse de doctorat). University of Pavia.
- Fertel, C., Bahn, O., Vaillancourt, K. et Waub, J.-P. (2013). Canadian energy and climate policies: A SWOT analysis in search of federal/provincial coherence. *Energy Policy*, 63, 1139-1150. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.09.057>

- Fishbone, L.G. et Abilock, H. (1981). Markal, a linear programming model for energy systems analysis: Technical description of the BNL version. *International journal of Energy research*, 5(4), 353-375.
- Gabriel, S.A., Kydes, A.S. et Whitman, P. (2001). The National Energy Modeling System: A Large-Scale Energy-Economic Equilibrium Model. *Operations Research*, 49(1), 14-25. <http://dx.doi.org/10.1287/opre.49.1.14.11195>
- Gardumi, F. (2015). *A multi-dimensional approach to the modeling of power plant flexibility*. Politecnico di Milano.
- Howells, M., Rogner, H., Strachan, N., Heaps, C., Huntington, H., Kypreos, S., Hughes, A., Silveira, S., DeCarolis, J., Bazillian, M. et Roehrl, A. (2011). OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System. *Energy Policy*, 39(10), 5850-5870. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.06.033>
- Hydro-Québec. (2014). *Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes Nord-Américaines*. Récupéré de <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/comparaison-prix/comparaison-prix-2015.pdf>
- Hydro-Québec. [s. d.-a]. *Parcs éoliens et centrales visés par les contrats d'approvisionnement*. Consulté le 25 Août 2016 de http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequebecois/parc_cogeneration.html
- Hydro-Québec. [s. d.-b]. *Prix de l'électricité ici et ailleurs*. Consulté le 1 Septembre 2016 de <http://www.hydroquebec.com/affaires/tarifs-et-facture/tarifification/prix-de-lelectricite-ici-et-ailleurs/>
- Hydro Québec. (2014). *Rapport annuel*. Récupéré de <http://www.hydroquebec.com/publications/fr/docs/rapport-annuel/rapport-annuel-2014.pdf>
- IAEA. (2001). *Wien Automatic System Planning (WASP) Package*. Vienna : International Atomic Energy Agency. Récupéré de <http://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/CMS-16.pdf>
- IEA. (2015). *Key World Statistics 2015*. Récupéré de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld_Statistics_2015.pdf
- IEA. Energy security. [s. d.]. *What is energy security?* Consulté 26 Août 2016 de <http://www.iea.org/topics/energysecurity/subtopics/whatisenergysecurity/>

- Institut de la statistique du Québec. (2013). *Portrait statistique du secteur manufacturier au Québec*. Québec. Récupéré de <http://www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/secteur-manufacturier/manuf-portrait.pdf>
- IPCC. (2014). *Climate change 2014 synthesis report: summary for policymakers*. Récupéré de https://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar5/syr/AR5_SYR_FINAL_SPM.pdf
- Jaccard, M. (2006). *Sustainable fossil fuels: the unusual suspect in the quest for clean and enduring energy*. : Cambridge University Press.
- Jebaraj, S. et Iniyan, S. (2006). A review of energy models. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10(4), 281-311. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2004.09.004>
- Keirstead, J., Jennings, M. et Sivakumar, A. (2012). A review of urban energy system models: Approaches, challenges and opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6), 3847-3866. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.02.047>
- Kruger énergie. [s. d.]. *Parc éolien Montérégie* Consulté le 25 Août 2016 de <http://www.parceolienmonteregie.com/le-projet-eolien/>
- Lambert, T., Gilman, P. et Lilienthal, P. (2006). Micropower system modeling with HOMER. *Integration of alternative sources of energy*, 379-418.
- Le Robert. (1990). *Le petit Robert 1, Dictionnaire de la langue française*. Paris : Dictionnaire Le Robert
- Loi sur la Communauté métropolitaine de Montréal*. (2001). LRC c C-37.01. Récupéré le 15 octobre 2016 de <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/showDoc/cs/C-37.01?&digest>.
- Loulou, R. et Labriet, M. (2007). ETSAP-TIAM: the TIMES integrated assessment model Part I: Model structure. *Computational Management Science*, 5(1-2), 7-40. <http://dx.doi.org/10.1007/s10287-007-0046-z>
- MDDELCC. (2015). *Cible de réduction d'émissions de gaz à effet de serre du Québec pour 2030*. Récupéré de <http://www.mddelcc.gouv.qc.ca/changementsclimatiques/consultations/cible2030/consultationpost2020.pdf>
- Mentis, D., Andersson, M., Howells, M., Rogner, H., Siyal, S., Broad, O., Korkovelos, A. et Bazilian, M. (2016). The benefits of geospatial planning in energy access – A case study on Ethiopia. *Applied Geography*, 72, 1-13. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apgeog.2016.04.009>

- MERN. (2016). *Politique énergétique 2013: L'énergie des Québécois, source de croissance*. Récupéré de <http://politiqueenergetique.gouv.qc.ca/wp-content/uploads/politique-energetique-2030.pdf>
- Mirakyan, A. et De Guio, R. (2013). Integrated energy planning in cities and territories: A review of methods and tools. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 22, 289-297. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.01.033>
- MULETA. encyclopédie européenne en ligne de l'urbanisme et de l'habitation. [s. d.]. *Morphologie urbaine*. Consulté le 28 août 2016 de http://www.muleta.org/muleta2/rechercheTerme.do?critere=&pays=fra&typeRecherche=1&pager.offset=140&fi_id=673
- National Energy Board. (2016). *Canada's Energy Future 2016: Energy Supply and Demand Projection to 2040*. Récupéré de <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/ntgrtd/ftr/2016/index-eng.html#fes3>
- OCDE. (2016). *Les conséquences économiques de la pollution de l'air extérieur (L'essentiel Stratégique)*. Récupéré de <https://www.oecd.org/fr/environnement/indicateurs-modelisation-perspectives/Consequences-economiques-de-la-pollution-air-exterieur-essentiel-strategique-web.pdf>
- OSeMOSYS. [s. d.]. *OSeMOSYS: an open-source energy modeling system*. Consulté le 28 Août 2016 de <http://www.osemosys.org/>
- Pfenninger, S., Hawkes, A. et Keirstead, J. (2014). Energy systems modeling for twenty-first century energy challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 33, 74-86. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.003>
- PMAD. (2012). *Un grand Montréal attractif compétitif et durable*. : CMM. Récupéré de http://cmm.qc.ca/fileadmin/user_upload/pmad2012/documentation/20120530_PMA D.pdf
- Ramachandra, T.V. (2009). RIEP: Regional integrated energy plan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13(2), 285-317. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2007.10.004>
- Ramaswami, A., Chavez, A., Ewing-Thiel, J. et Reeve, K.E. (2011). Two approaches to greenhouse gas emissions foot-printing at the city scale. *Environmental science & technology*, 45(10), 4205-4206.
- Reinhart, C.F. et Cerezo Davila, C. (2016). Urban building energy modeling – A review of a nascent field. *Building and Environment*, 97, 196-202. <http://dx.doi.org/10.1016/j.buildenv.2015.12.001>

- REN 21. (2016). *Renewable 2016: global status report*. Récupéré de http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/06/GSR_2016_Full_Report.pdf
- Ressources Naturelles Canada. (2012a, 29 Août 2016). *Secteur agricole. Québec. Base de données nationale sur la consommation d'énergie*. Récupéré le de http://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/complet/evolution_agr_qc.cfm
- Ressources Naturelles Canada. (2012b, 29 Août 2016). *Secteur résidentiel. Québec. Base de données nationale sur la consommation d'énergie*. Récupéré le de http://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/complet/evolution_res_qc.cfm
- Ressources Naturelles Canada. (2012c, 29 Août 2016). *Secteurs commercial et institutionnel. Québec. Base de données nationale sur la consommation d'énergie*. Récupéré le de http://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/complet/evolution_com_qc.cfm
- Ressources Naturelles Canada. (2012d, 29 Août 2016). *Secteurs industriel. Québec. Base de données nationale sur la consommation d'énergie*. Récupéré le de http://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/menus/evolution/complet/evolution_agg_qc.cfm
- Ressources Naturelles Canada. (s. d.-a, 29 Août 2016). *Base de données nationale sur la consommation de l'énergie*. Récupéré le de http://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/donnees_f/bases_de_donnees.cfm
- Ressources Naturelles Canada. [s. d.-b]. *Glossaires et abréviations*. Consulté le 29 Août 2016 de http://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/donnees_f/glossaire.cfm?attr=0
- Rosen, R. (1991). *Life itself: a comprehensive inquiry into the nature, origin, and fabrication of life*. : Columbia University Press.
- Schrattenholzer, L. (1981). The energy supply model MESSAGE. *NASA STI/Recon Technical Report N, 82, 25632*.
- SEI. (2006). *LEAP: Long-range Energy Alternatives Planning System - User guide*. Récupéré de <http://www.energycommunity.org/documents/Leap2006UserGuideEnglish.pdf>
- Strachan, N., Pye, S. et Kannan, R. (2009). The iterative contribution and relevance of modelling to UK energy policy. *Energy Policy, 37(3), 850-860*. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.096>

- Trottier Energy Institute. (2016). *Canada's challenge & opportunity: transformation for major reduction in GHG emission.* .
- U.S. Energy Information Administration. (2012). *Biofuel Issues and Trends*. Récupéré de <http://www.eia.gov/biofuels/issuestrends/pdf/bit.pdf>
- UN-Habitat. Urban themes. [s. d.]. *Energy*. Consulté le 27 Juillet 2016 de http://unhabitat.org/urban-themes/energy/?noredirect=en_US
- UN. [2014]. *World's population increasingly urban with more than half living in urban areas*. Consulté le 11 Septembre 2017 de <http://www.un.org/en/development/desa/news/population/world-urbanization-prospects-2014.html>
- Vaillancourt, K., Alcocer, Y., Bahn, O., Fertel, C., Frenette, E., Garbouj, H., Kanudia, A., Labriet, M., Loulou, R., Marcy, M., Neji, Y. et Waaub, J.-P. (2014). A Canadian 2050 energy outlook: Analysis with the multi-regional model TIMES-Canada. *Applied Energy*, 132, 56-65. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.06.072>
- Welsch, M., Howells, M., Bazilian, M., DeCarolis, J.F., Hermann, S. et Rogner, H.H. (2012). Modelling elements of Smart Grids – Enhancing the OSeMOSYS (Open Source Energy Modelling System) code. *Energy*, 46(1), 337-350. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2012.08.017>
- Withmore, J. et Pineau, P.-O. (2016). *État de l'énergie au Québec 2017* : Chaire de gestion du secteur de l'énergie. HEC Montréal. Récupéré de <http://energie.hec.ca/wp-content/uploads/2016/12/EEQ2017.pdf>