



Titre: Conception et optimisation de systèmes énergétiques hybrides pour communautés durables
Title:

Auteur: Antoine Courchesne Tardif
Author:

Date: 2011

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Courchesne Tardif, A. (2011). Conception et optimisation de systèmes énergétiques hybrides pour communautés durables [Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie. <https://publications.polymtl.ca/720/>
Citation:

 **Document en libre accès dans PolyPublie**
Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/720/>
PolyPublie URL:

Directeurs de recherche: Michaël Kummert
Advisors:

Programme: Génie mécanique
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

CONCEPTION ET OPTIMISATION DE SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES
HYBRIDES POUR COMMUNAUTÉS DURABLES

ANTOINE COURCHESNE TARDIF
DÉPARTEMENT DE GÉNIE MÉCANIQUE
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES
(GÉNIE MÉCANIQUE)

DÉCEMBRE 2011

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé:

CONCEPTION ET OPTIMISATION DE SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES HYBRIDES POUR
COMMUNAUTÉS DURABLES

Présenté par : COURCHESNE TARDIF Antoine

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. TRÉPANIÉ Martin, Ph. D., président

M. KUMMERT Michaël, Ph. D., membre et directeur de recherche

M. PASQUIER Philippe, Ph. D., membre

REMERCIEMENTS

J'aimerais tout d'abord remercier mon directeur de recherche, le professeur Michaël Kummert, pour sa disponibilité et ses précieux commentaires tout au long de la réalisation de ce travail. Je remercie également le professeur Michel Bernier pour ses conseils.

Je remercie également toute l'équipe du projet Petite Rivière pour m'avoir permis de participer à un projet aussi ambitieux et innovateur. Mes remerciements vont tout particulièrement à M. Scott Demark et à l'entreprise *Buildgreen Solutions* pour leur soutien technique et financier. Je remercie également MM. Daniel Pearl et Simon Jones de la firme *L'CEUF - Olivier, Pearl, Poddubiuk et associés architectes* pour leur leadership dans ce projet, de même que MM. Trevor Butler, Roland Charneux et Frédéric Genest pour leur implication.

Je tiens finalement à remercier tous ceux que j'ai côtoyés lors de la réalisation de ce travail, notamment Aurélie Verstraete, Katherine D'Avignon, Marilyne Rancourt-Ouimet, Mathieu Lévesque, Romain Jost ainsi que Yannick Allard.

RÉSUMÉ

Les systèmes énergétiques hybrides combinent plusieurs sources d'énergie afin de répondre aux besoins de chauffage et de climatisation des bâtiments. Appliqués à l'échelle des communautés, ils permettent des améliorations en termes d'efficacité énergétique ainsi qu'une intégration croissante des énergies renouvelables. Le processus de design associé à ces systèmes est toutefois un problème relativement complexe, puisqu'il implique la nécessité de considérer à la fois les stratégies d'opération et le dimensionnement des composantes pour différentes configurations de systèmes. De plus, les contraintes et les possibilités propres à chaque projet doivent être prises en compte.

Dans ce mémoire, une méthodologie relative à la conception de systèmes énergétiques hybrides à l'échelle de communautés a été développée. Cette méthodologie consiste en quatre étapes principales, soit l'évaluation de la demande énergétique de la communauté, l'évaluation préliminaire des options énergétiques et le choix d'un système, l'optimisation du système proposé et enfin l'analyse économique et environnementale du système. Cette méthodologie se base notamment sur l'utilisation de l'outil de simulation énergétique TRNSYS.

L'application de la méthodologie à une étude de cas, soit le projet Petite Rivière, a permis d'évaluer cinq scénarios énergétiques et de guider le choix de l'équipe de conception vers un système géothermique hybride. Un modèle énergétique détaillé a ensuite été développé pour permettre l'optimisation du système géothermique hybride en tenant compte de l'augmentation de la demande énergétique dans le temps.

L'évaluation de la performance énergétique du système énergétique hybride a permis de constater une diminution d'environ 30% de la consommation énergétique totale comparativement à un système conventionnel. Combinée à des mesures de performance au niveau des bâtiments, l'utilisation d'un système géothermique hybride pourrait engendrer des économies d'énergie totales de l'ordre de 64%.

Le bilan environnemental du système proposé, évalué par rapport aux émissions de GES, est hautement dépendant du type de combustible utilisé dans les chaudières et de la référence utilisée pour calculer les émissions de CO₂ associées à la consommation d'électricité.

L'analyse économique a permis de statuer que, dans le contexte énergétique actuel, l'implantation d'un système géothermique hybride centralisé pour la communauté de Petite Rivière n'était pas réalisable sans subventions.

ABSTRACT

Small-scale district heating and cooling systems represent an interesting way to build energy-efficient systems and to increase the use of renewable energy for building heating and cooling purposes. However, the many available energy sources and the different ways of using them result in numerous design options. Optimizing these hybrid systems requires considering operating strategies concurrently to system configuration and component sizing, and this process must take into account the constraints and opportunities of each individual project.

A four-step methodology for designing hybrid energy systems at the community scale has been developed in this study. First, a method is proposed to evaluate the community energy demand. Then, a TRNSYS model was developed to assess multiple energy supply scenarios. This model was then refined in order to optimize operating strategy and component sizing for a chosen scenario. Finally, an economic and environmental analysis was conducted.

The above methodology was applied for a community-scale district heating scheme in a real-life development project called Petite Rivière. Five energy supply scenarios were assessed, leading to the choice of a hybrid ground source heat pump system. A detailed TRNSYS model taking into account the evolution of the community's energy demand was then used to optimize the chosen system.

The results show that a 30% reduction in energy consumption can be achieved with the hybrid ground source heat pump system compared to a conventional heating system. When combined to energy-efficiency improvements at the building scale, the total energy consumption for the community can be reduced by as much as 64%.

The study of the environmental impact of the proposed system, measured in terms of CO₂ emissions, shows variable results according to the type of fuel used in boilers (natural gas or biogas) and to the reference used for calculating CO₂ emissions for electricity.

The economic analysis showed that implementing a hybrid ground source heat pump system for the Petite Rivière community was not feasible without significant subsidies.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	III
RÉSUMÉ.....	IV
ABSTRACT	VI
TABLE DES MATIÈRES	VII
LISTE DES TABLEAUX.....	XI
LISTE DES FIGURES.....	XIII
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	XVI
LISTE DES ANNEXES.....	XVIII
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE.....	3
1.1 Réseaux thermiques urbains.....	3
1.1.1 Production de chaleur et de froid	4
1.1.2 Distribution de la chaleur	6
1.1.3 Utilisation de la chaleur.....	8
1.1.4 Aspects économiques du chauffage urbain	9
1.1.5 Historique et état actuel du chauffage urbain dans le monde.....	10
1.1.6 Les réseaux thermiques au Canada et au Québec	12
1.2 Systèmes géothermiques à basse température.....	14
1.2.1 Échangeur géothermique vertical en boucle fermée	14
1.2.2 Pompes à chaleur.....	16
1.3 Systèmes énergétiques hybrides.....	18
1.4 Charge thermique des bâtiments	20

CHAPITRE 2	ÉVALUATION DE LA DEMANDE ÉNERGÉTIQUE D'UNE COMMUNAUTÉ	22
2.1	Méthodologie de modélisation des bâtiments	22
2.1.1	Définition des archétypes	23
2.1.2	Logiciel utilisé	26
2.1.3	Zones thermiques	26
2.1.4	Paramètres et hypothèses de modélisation	27
2.2	Résultats de la modélisation par archétypes	29
2.3	Plan de développement du site	33
CHAPITRE 3	ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DES OPTIONS ÉNERGÉTIQUES	39
3.1	Sources d'énergie disponibles	39
3.2	Présentation des scénarios énergétiques et hypothèses de modélisation	39
3.2.1	Cas de référence	40
3.2.2	Scénario A	40
3.2.3	Scénario B	41
3.2.4	Scénario C	43
3.2.5	Scénario D	44
3.2.6	Scénario E	45
3.3	Résultats	46
CHAPITRE 4	DÉVELOPPEMENT D'UN MODÈLE D'OPTIMISATION POUR UN SYSTÈME GÉOTHERMIQUE HYBRIDE	49
4.1	Développement du modèle TRNSYS	49
4.1.1	Configuration générale du système	50
4.1.2	Modèle d'échangeur géothermique	51
4.1.3	Modèle de pompe à chaleur	52

4.1.4	Modèle de chaudière	56
4.1.5	Pompe et circuit hydronique	56
4.1.6	Stratégie de contrôle du système hybride.....	57
4.1.7	Augmentation de la demande énergétique	57
4.2	Implémentation de l'algorithme d'optimisation.....	58
4.2.1	Fonction à minimiser.....	58
4.2.2	Paramètres à optimiser	58
4.2.3	Algorithme d'optimisation	59
CHAPITRE 5	APPLICATION DU MODÈLE	60
5.1	Paramètres d'entrée du modèle	60
5.1.1	Propriétés du sol et de l'échangeur géothermique	60
5.1.2	Paramètres économiques	61
5.2	Systèmes géothermiques non-hybrides	62
5.2.1	Réponse thermique du sol	62
5.2.2	Résultats	65
5.3	Systèmes géothermiques hybrides	66
5.3.1	Résultats	66
CHAPITRE 6	ANALYSE ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE	70
6.1	Description des systèmes analysés	70
6.1.1	Système conventionnel.....	70
6.1.2	Système géothermique hybride centralisé.....	71
6.2	Performance énergétique.....	71
6.3	Analyse environnementale	73
6.4	Analyse économique	76

6.4.1 Dépenses et revenus	77
6.4.2 Résultats	78
6.5 Conclusions	79
CONCLUSION	81
BIBLIOGRAPHIE	84
ANNEXES	90

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1: Seuils d'applicabilité du chauffage urbain. Tiré de Yildirim, Toksoy & Gokcen (2006).	9
Tableau 1.2: Utilisation des réseaux thermiques dans différents pays d'Europe de l'Est et du Nord. Tiré de Energy Charter Secretariat (2006), sauf mention contraire.	12
Tableau 1.3: Les réseaux thermiques au Canada. Données tirées de CDEA (2009).	13
Tableau 1.4: Catégories de systèmes géothermiques.	14
Tableau 2.1: Description des unités composant les archétypes	23
Tableau 2.2: Paramètres de modélisation pour les trois niveaux de performances étudiés	28
Tableau 2.3: Comparaison de la consommation énergétique selon le niveau de performance pour l'archétype 1.....	33
Tableau 2.4: Statistiques finales du site de Petite Rivière.....	34
Tableau 3.1: Tableau synthèse des scénarios A à E.....	46
Tableau 4.1: Conditions de design du fluide à l'entrée de la PAC	54
Tableau 4.2: Phases d'augmentation des capacités	57
Tableau 5.1: Paramètres de l'échangeur géothermique modélisé avec le Type557	61
Tableau 5.2: Paramètres économiques utilisés dans l'étude de cas	62
Tableau 5.3: Résultats du dimensionnement pour les systèmes géothermiques non-hybrides	65
Tableau 5.4: Sommaire des résultats obtenus dans le cadre du design des systèmes géothermiques hybrides	67
Tableau 6.1: Consommation énergétique annuelle du site, système conventionnel	71
Tableau 6.2: Consommation énergétique annuelle du site avec système géothermique centralisé, niveau de performance LEEBQ	72
Tableau 6.3: Consommation énergétique annuelle du site avec système géothermique centralisé, niveau de performance Novo	72

Tableau 6.4: Consommation énergétique annuelle du site avec système géothermique centralisé, niveau de performance LPR.....	72
Tableau 6.5: Réduction de la consommation énergétique en fonction du type de système et du niveau de performance des bâtiments	73
Tableau 6.6: Facteurs d'intensité utilisés pour le calcul des émissions de GES.....	74
Tableau 6.7: Coûts reliés à l'achat des PAC, l'installation du réseau de distribution et la construction d'un bâtiment utilitaire.....	78
Tableau 6.8: Sommaire des résultats de l'analyse économique.....	79

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1: Exemple de courbe des puissances classées typique pour un bâtiment à Montréal. Adapté de Church (2007b).	5
Figure 1.2: Proportion d'utilisation de différentes sources de chaleur pour un réseau de chauffage urbain fictif. Tiré de Skagestad & Mildenstein (1999).	6
Figure 1.3: Schéma de fonctionnement d'une pompe à chaleur	16
Figure 1.4: Représentation du cycle thermodynamique à compression de vapeur idéal sur un diagramme pression-enthalpie.....	17
Figure 2.1: Plan projeté pour le développement urbain de Petite Rivière.....	22
Figure 2.2: Archétype 1, plan d'étage (gauche) et élévation (droite)	24
Figure 2.3: Archétype 2, plan d'étage (gauche) et élévation (droite)	24
Figure 2.4: Archétype 3, plan d'étage (gauche) et élévation (droite)	25
Figure 2.5: Archétype 4, plan d'étage (gauche) et élévation (droite)	25
Figure 2.6: Archétype 5, élévation	26
Figure 2.7: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 1	29
Figure 2.8: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 2, orientation 00°	29
Figure 2.9: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 2, orientation 90°	30
Figure 2.10: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 3	30
Figure 2.11: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 4,.....	31
Figure 2.12: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 4,.....	31
Figure 2.13: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 5	32
Figure 2.14: Plan de développement du site Petite Rivière.....	34
Figure 2.15: Évolution de la demande énergétique du site sur 20 ans pour le niveau de performance LEEBQ.....	35
Figure 2.16: Sommaire annuel de la demande énergétique du site pour l'année 10	35

Figure 2.17: Évolution de la charge de pointe du site pour le niveau de performance LEEBQ	37
Figure 2.18: Courbe des puissances classées pour l'année 10, niveau de performance LEEBQ ...	38
Figure 3.1: Schéma du système énergétique pour le scénario A. Tiré de Pearl et al. (2011).....	40
Figure 3.2: Schéma du système énergétique pour le scénario B. Tiré de Pearl et al. (2011).....	42
Figure 3.3: Schéma du système énergétique pour le scénario C. Tiré de Pearl et al. (2011).....	43
Figure 3.4: Schéma du système énergétique pour le scénario D. Tiré de Pearl et al. (2011).....	44
Figure 3.5: Schéma de fonctionnement du système énergétique pour le scénario E. Tiré de Pearl et al. (2011).	45
Figure 3.6: Consommation énergétique annuelle moyenne du site pour les niveaux de performance LEEBQ (haut), Novo (milieu) et LPR (bas)	47
Figure 4.1: Configuration du système géothermique hybride.....	51
Figure 4.2: Géométrie d'un puits géothermique à tubes en U	52
Figure 4.3: Évolution du COP en chauffage (gauche) et en climatisation (droite) en fonction de la température du fluide à l'entrée côté source	55
Figure 5.1: Évolution de la température moyenne des champs géothermiques pour le niveau de performance LEEBQ.....	63
Figure 5.2: Évolution de la température moyenne des champs géothermiques pour le niveau de performance Novo.....	64
Figure 5.3: Évolution de la température moyenne des champs géothermiques pour le niveau de performance LPR	64
Figure 5.4: Évolution du COP moyen en chauffage (janvier) et en climatisation (juillet) en fonction du temps pour le niveau de performance LEEBQ	65
Figure 5.5: Répartition des coûts relatifs au CCV minimum pour les niveaux de performance LEEBQ (à gauche), Novo (au centre) et LPR (à droite)	69
Figure 6.1: Émissions de CO ₂ sur 20 ans associées à la consommation énergétique sur le site de Petite Rivière	75

Figure 6.2: Émissions de CO ₂ sur 20 ans associées à la consommation énergétique sur le site de Petite Rivière, calculées avec le facteur d'intensité proposé par Amor et al. (2011)	76
---	----

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

BTES	Borehole thermal energy storage
CCV	Coût du cycle de vie
COP	Coefficient de performance
CVCA	Chauffage, ventilation et conditionnement de l'air
DHC	District heating and cooling
ECD	Eau chaude domestique
ERT	Essai de réponse thermique
GES	Gaz à effet de serre
GSHP	Ground-source heat pump
HyGSHP	Hybrid ground-source heat pump
PAC	Pompe à chaleur
PEHD	Polyéthylène à haute densité
TRI	Taux de rentabilité interne
C_p	Chaleur spécifique (kJ/kg·°C)
E	Espacement entre les puits géothermiques (m)
H	Profondeur des puits géothermiques (m)
\dot{m}	Débit massique (kg/s)
N_{puits}	Nombre de puits géothermiques (-)
Q_C	Quantité de chaleur échangée au condenseur d'une PAC (kW)
Q_F	Quantité de chaleur échangée à l'évaporateur d'une PAC (kW)
R_b	Résistance thermique équivalente d'un puits (m·K·W ⁻¹)
T_C	Température de contrôle de la chaudière (°C)

$T_{GHX,out}$	Température du fluide à la sortie de l'échangeur géothermique (°C)
T_g	Température non perturbée du sol (°C)
$T_{source,in}$	Température à l'entrée de la PAC côté source (°C)
$T_{source,out}$	Température à la sortie de la PAC côté source (°C)
$V_{stockage}$	Volume de stockage de l'échangeur géothermique (m ³)
W_{comp}	Travail mécanique fourni au compresseur d'une PAC (kW)

Lettres grecques

α_g	Diffusivité thermique du sol (m ² ·s ⁻¹)
λ_g	Conductivité thermique du sol (W·m ⁻¹ ·K ⁻¹)

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 - Résultats complets du calcul de la consommation énergétique.....	90
ANNEXE 2 – Analyse économique.....	94
ANNEXE 3 – Paramètres de fonctionnement pour l’algorithme de Hooke-Jeeves.....	100

INTRODUCTION

Les Québécois figurent parmi les plus grands consommateurs d'énergie au monde. L'abondance des ressources hydroélectriques a jusqu'à ce jour permis de combler nos besoins toujours grandissants en électricité. Toutefois, il ne sera pas possible d'augmenter la capacité de production indéfiniment. Face à ce constat, la nécessité de réduire notre consommation énergétique prend toute son importance.

Environ la moitié de la consommation électrique provient des secteurs résidentiel et commercial au Québec (CIRANO, 2011). Les efforts mis en place pour réduire cette consommation doivent en premier lieu être dirigés vers une amélioration des performances thermiques des bâtiments. L'utilisation de systèmes énergétiques efficaces pour chauffer et climatiser les bâtiments est ensuite à prioriser.

Dans cette optique, les réseaux thermiques urbains constituent une solution intéressante, bien que peu répandus au Québec. Le principe de ces réseaux est de centraliser les systèmes énergétiques pour ensuite alimenter les bâtiments à l'aide d'un réseau de distribution. L'un des principaux avantages de ces systèmes est de permettre l'utilisation combinée de plusieurs sources d'énergie.

Toutefois, la diversité des sources d'énergie envisageable, de même que les différents moyens d'utiliser ces sources d'énergie se soldent par de nombreuses options de design possibles. Il s'avère alors nécessaire d'utiliser des outils de simulation énergétique pour assister à la conception de tels systèmes énergétiques hybrides.

Le présent travail porte sur la conception et l'optimisation d'un système énergétique hybride pour un nouveau projet de développement urbain dans la région de Montréal. Ce projet, baptisé « Petite Rivière », s'inscrit dans l'objectif de bâtir des communautés durables dans lesquelles chaque aspect (bâtiments, transports, commerces de proximité, etc.) est pensé de manière à réduire l'impact sur l'environnement et à promouvoir une activité sociale et économique dynamique.

L'équipe de conception responsable du volet énergétique du projet a reçu le mandat de concevoir un système énergétique innovateur qui permettra de combler les besoins de la communauté de la manière la plus efficace possible tout en réduisant l'impact environnemental associé.

1.1 Objectifs de cette étude

L'objectif de ce travail est de développer un modèle dans l'environnement TRNSYS permettant la conception et l'optimisation de systèmes énergétiques hybrides pour une communauté. Le modèle devra tenir compte des contraintes réelles du projet, notamment en ce qui a trait à l'évolution de la demande énergétique dans le temps. Le niveau de détail du modèle devra être adapté en fonction de l'étape de design.

Afin de mieux définir l'objectif général, cinq objectifs spécifiques ont été définis :

- Développer une méthode pour calculer la demande énergétique de l'ensemble des bâtiments du site;
- Évaluer les options énergétiques proposées et sélectionner un système pour le projet;
- Optimiser le design du système proposé;
- Évaluer l'impact environnemental et les économies d'énergie engendrées par le système proposé;
- Analyser la rentabilité économique du système proposé.

1.2 Organisation de ce mémoire

Ce mémoire est divisé en six chapitres. Le Chapitre 1 présente une revue de littérature relative aux réseaux thermiques urbains, aux systèmes géothermiques à basse température, aux systèmes énergétiques hybrides ainsi qu'au calcul des charges thermiques dans les bâtiments. Le Chapitre 2 traite de l'évaluation de la demande énergétique d'une communauté. Une évaluation préliminaire des options énergétiques proposées pour le projet étudié est ensuite présentée au Chapitre 3. Le Chapitre 4 porte sur le développement d'un modèle d'optimisation pour le système énergétique choisi, soit un système géothermique hybride. Le Chapitre 5 traite de l'application de ce modèle à l'étude de cas. Finalement, le Chapitre 6 propose une analyse économique et environnementale du système énergétique proposé.

CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE

Le présent chapitre a pour objet de présenter et d'expliquer les différentes notions sur lesquelles ce travail s'appuie. Il comporte quatre parties qui traiteront successivement des réseaux thermiques urbains, des systèmes géothermiques à basse température, des systèmes énergétiques hybrides ainsi que de l'évaluation de la charge thermique des bâtiments.

1.1 Réseaux thermiques urbains

Les réseaux thermiques urbains, communément désignés par le terme *District Heating and Cooling networks* (DHC) en anglais, représentent une technologie sur laquelle plusieurs nations misent pour atteindre les objectifs qu'elles se sont fixés relativement à la réduction de leur dépendance aux combustibles fossiles (Lund, Moller, Mathiesen, & Dyrelund, 2010). Un réseau thermique urbain ne constitue pas un système de production d'énergie en tant que tel, mais plutôt un réseau de distribution constitué de tuyaux et reliant entre eux les différents producteurs et consommateurs d'énergie thermique d'une région donnée. À cet égard, l'intérêt principal des réseaux thermiques urbains est de permettre une gestion des flux d'énergie à l'échelle de la communauté (Church, 2007a). Cela engendre plusieurs avantages pour les communautés. Sur le plan économique, la centralisation des équipements, qui permet une plus grande flexibilité quant aux sources d'énergie utilisées et une amélioration de l'efficacité thermique globale des appareils, est à la fois bénéfique pour le producteur et le consommateur. Sur le plan environnemental, les réseaux thermiques urbains permettent non seulement une réduction des émissions totales de GES, mais également un meilleur contrôle des émissions nocives (telles que les oxydes d'azote provenant de la combustion du charbon) et des réfrigérants contenus dans les refroidisseurs (ASHRAE, 2008). Quant à l'aspect social, les réseaux thermiques urbains permettent une appropriation du concept de durabilité dans la communauté par une meilleure compréhension de la provenance de l'énergie consommée (Church, 2007a). Ils génèrent également la création d'emplois locaux lors de la conception, de la construction et de l'exploitation du système.

Une description technique des composantes relatives aux trois principales fonctions d'un réseau thermique urbain (production, distribution et utilisation de l'énergie thermique) est présentée ci-dessous, après quoi seront présentés les aspects économiques et historiques, de même qu'un aperçu de l'implantation des réseaux thermiques dans divers pays.

1.1.1 Production de chaleur et de froid

Tel que mentionné précédemment, l'un des principaux avantages des réseaux thermiques urbains réside dans la capacité d'utiliser des sources d'énergie de natures différentes. Afin de tirer profit de cette polyvalence, il est nécessaire d'établir une hiérarchie priorisant les sources de chaleur les plus efficaces et les plus rentables pour la communauté. Au sommet de la hiérarchie se retrouvent ainsi les carburants tels que les déchets domestiques et les gaz issus des sites d'enfouissement. Viennent ensuite les sources de chaleur résiduelles provenant des industries ou de la production d'électricité (cogénération). En troisième lieu se retrouvent les sources d'énergies renouvelables telles que la biomasse, l'énergie solaire ou encore la géothermie. Finalement, les carburants fossiles sont utilisés comme source d'appoint (Church, 2007a; Skagestad & Mildenstein, 1999).

Le dimensionnement des équipements de production de chaleur se fait en fonction de la courbe des puissances classées du site où le réseau est implanté. Une courbe des puissances classées s'obtient en calculant la charge de chauffage d'un ou plusieurs bâtiments pour chaque heure d'une année météorologique typique. Les puissances ainsi calculées sont ensuite classées de manière décroissante, tel qu'illustré sur la Figure 1.1. La forme de la courbe des puissances classées permet de déterminer la charge de base et la charge de pointe auxquelles devront répondre les équipements de production d'énergie. Selon Church (2007b), dans les réseaux thermiques canadiens, la charge de base représente environ le tiers de la charge de pointe. Un appareil de chauffage dont la capacité correspondrait à la charge de base serait alors en mesure de fournir entre 80 et 85 pour cent de l'énergie totale consommée sur une année. Lundqvist (2007) suggère quant à lui un ratio de 60% - 90% (60% de la charge de pointe fournit 90% de la demande énergétique) pour les systèmes alimentés par des pompes à chaleur. La norme canadienne concernant la conception des systèmes de pompes à chaleur géothermiques (Conseil canadien des normes, 2002) stipule de son côté que la capacité nominale d'une pompe à chaleur à la température du liquide entrant minimale ne doit pas être inférieure à 70% de la charge de chauffage de pointe, ce pour assurer qu'au moins 90% de la charge de chauffage annuelle soit fournie par la pompe à chaleur.

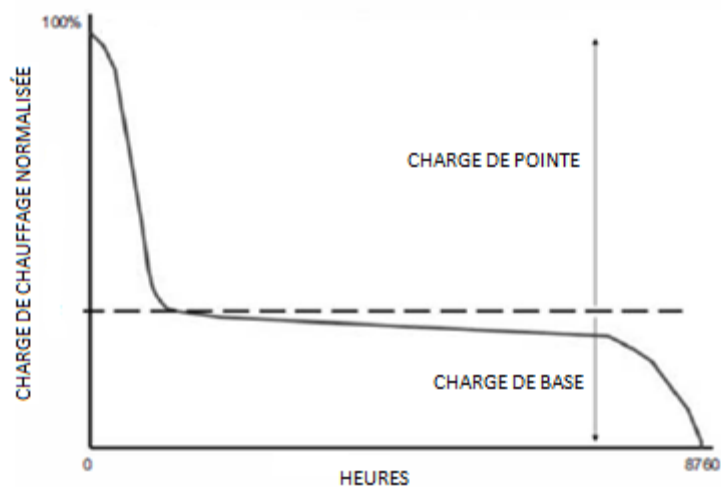


Figure 1.1: Exemple de courbe des puissances classées typique pour un bâtiment à Montréal.

Adapté de Church (2007b).

Les équipements dimensionnés pour répondre à la charge de base correspondent aux technologies présentant un investissement initial important, mais des frais d'exploitation relativement bas. Parmi ces technologies, on retrouve notamment la cogénération, les systèmes géothermiques, la biomasse et le solaire thermique. Les équipements plus onéreux à exploiter tels que les chaudières au gaz servent à répondre à la charge de pointe. À titre d'exemple, la proportion d'utilisation des différentes sources de chaleur d'un réseau fictif est représentée sur la courbe des puissances classées de la Figure 1.2.

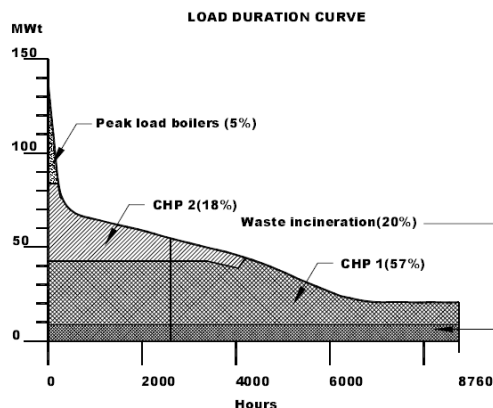


Figure 1.2: Proportion d'utilisation de différentes sources de chaleur pour un réseau de chauffage urbain fictif. Tiré de Skagestad & Mildenstein (1999).

Dans les réseaux urbains de refroidissement, un fluide est refroidi dans une centrale puis acheminé vers les utilisateurs à des fins de climatisation. Les appareils les plus communément utilisés pour la production de froid sont les refroidisseurs à compression mécanique. Ceux-ci peuvent être entraînés par des moteurs électriques, des turbines ou encore des moteurs à pistons. Dans les cas où une source de chaleur peu dispendieuse est accessible, il peut être intéressant économiquement d'utiliser des refroidisseurs à absorption. Certains systèmes utilisent aujourd'hui des sources de froid « naturelles » telles que les lacs profonds pour rejeter la chaleur provenant des bâtiments. Ces systèmes permettent généralement d'importantes économies d'énergie comparativement à ceux utilisant des refroidisseurs à compression mécanique. Il est toutefois important d'étudier les impacts environnementaux relatifs aux rejets thermiques lors de l'implantation de tels systèmes (Skagestad & Mildenstein, 1999).

1.1.2 Distribution de la chaleur

Dans les réseaux de chauffage urbains, les fluides les plus couramment utilisés pour véhiculer la chaleur sont la vapeur et l'eau chaude. Outre les besoins spécifiques des utilisateurs (la vapeur d'eau est par exemple indispensable dans les hôpitaux), le choix du fluide caloporteur doit se faire en fonction des avantages respectifs de la vapeur et de l'eau chaude. Le principal avantage des systèmes à vapeur réside dans le fait qu'ils permettent de récupérer la chaleur latente de l'eau par condensation. La masse de fluide à faire circuler pour une même capacité de chauffage est

ainsi environ 10 fois moindre que dans un système à eau chaude. Toutefois, en raison de la densité plus élevée de l'eau, les dimensions de tuyauterie requises sont plus faibles pour les systèmes à eau chaude. Les systèmes à vapeur nécessitent également l'emploi d'équipements conçus pour résister à des températures et pressions plus élevées (ASHRAE, 2008).

Dans les réseaux à eau chaude, la température d'alimentation du réseau se situe généralement aux alentours de 90°C. Afin de tenir compte des variations saisonnières de la demande, il est commun d'abaisser la température d'alimentation de quelques degrés en été et de faire l'inverse en hiver. En fonction des sources d'énergie utilisées, il peut également être souhaitable d'abaisser la température d'alimentation afin d'augmenter l'efficacité générale du système. C'est notamment le cas des réseaux utilisant une forte proportion d'énergies renouvelables ou encore des systèmes de récupération de chaleur industrielle. L'abaissement de la température d'alimentation permet également de réduire les pertes thermiques du réseau. Celle-ci ne peut toutefois être abaissée bien en deçà de 70°C lorsque le réseau est utilisé pour la production d'eau chaude domestique.

D'autre part, on cherche généralement à augmenter autant que possible le différentiel de température entre les débits d'alimentation et de retour afin de réduire la quantité de fluide à faire circuler et, par le fait même, la consommation énergétique des pompes. Le problème d'optimisation apparaissant alors visant à déterminer la température d'alimentation idéale pour un réseau donné a entre autres été étudié par Woods et al. (1999).

Il existe deux manières de contrôler les fluctuations rapides de la demande dans les réseaux thermiques. La première consiste à maintenir le débit d'alimentation constant en faisant varier la température d'alimentation, et la seconde consiste à maintenir la température d'alimentation constante tout en faisant varier le débit. Cette seconde option est généralement retenue car elle permet de réduire les coûts de pompage. L'utilisation d'entraînements à vitesse variable pour les pompes est alors requise.

Church (2007a) estime que les coûts d'achat et d'installation de la tuyauterie peuvent représenter jusqu'à 60% de l'investissement total relié à l'implantation d'un réseau thermique. La topologie du réseau doit donc être établie de manière à minimiser la longueur des lignes de distribution.

Les matériaux les plus couramment utilisés pour la tuyauterie sont l'acier et le polyéthylène haute densité (PEHD). L'acier résiste à des températures et pressions élevées, alors que l'utilisation du PEHD est limitée à des températures de l'ordre de 120°C. Cela fait du PEHD le matériau idéal

pour les systèmes alimentés par des pompes à chaleur (PAC) ou des capteurs solaires. Avec les normes actuelles d'isolation, les pertes thermiques dans la tuyauterie sont d'environ 5 à 8 pour cent pour les réseaux de chauffage urbains à eau chaude (Church, 2007b).

Dans les réseaux de refroidissement, la température d'alimentation est de l'ordre de quelques degrés Celsius pour les réseaux à eau froide (certains réseaux utilisent une mixture eau-glace-propylène glycol à -1°C). Le différentiel de température entre l'alimentation et le retour est donc limité à une dizaine de degrés Celsius, d'où le besoin de tuyaux plus gros que pour les réseaux de chauffage. Le faible écart entre la température du fluide circulant dans les tuyaux et celle du sol élimine toutefois la nécessité d'utiliser des conduites isolées lorsque celles-ci sont enfouies.

1.1.3 Utilisation de la chaleur

Les bâtiments reliés à un réseau thermique urbain peuvent l'être par connexion directe ou indirecte. Dans les systèmes à connexion directe, le fluide chaud ou froid provenant de la centrale thermique est utilisé directement dans le système CVCA des bâtiments. Dans les systèmes à connexion indirecte, un échangeur de chaleur se retrouve à l'entrée de chaque bâtiment afin de séparer les circuits hydrauliques du réseau et du bâtiment, appelés circuits primaire et secondaire respectivement. Les températures de fonctionnement sont généralement inférieures dans les réseaux de chauffage à connexion directe. Pour plus de détails concernant les connexions aux réseaux thermiques, le lecteur est invité à consulter Skagestad & Mildenstein (1999).

Tant pour les systèmes à connexion directe qu'indirecte, la production d'eau chaude domestique se fait par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur, et dans certains cas d'un réservoir de stockage. Dans certains systèmes, l'eau chaude domestique est acheminée via un réseau de distribution séparé du réseau de chauffage.

Tel que mentionné précédemment, l'efficacité globale d'un réseau thermique dépend en grande partie du différentiel de température entre l'alimentation et le retour. C'est à l'interface entre le réseau de distribution et le réseau du bâtiment qu'un contrôle sur le différentiel de température peut être effectué, notamment grâce à l'installation de vannes. Le type et la capacité de l'échangeur de chaleur influencent également le différentiel de température.

Le mesurage de la consommation se fait également au niveau de l'interface, en mesurant les températures du fluide en amont et en aval du point de connexion, de même que le débit. Connaissant la capacité thermique du fluide utilisé (généralement de l'eau), la consommation énergétique peut être calculée.

1.1.4 Aspects économiques du chauffage urbain

1.1.4.1 Densité de la demande

Comme l'implantation d'un réseau thermique représente un investissement substantiel, certains facteurs doivent être pris en compte lors des études de pré faisabilité afin d'assurer la rentabilité économique du système. Tout particulièrement, la notion de densité énergétique est incontournable. Quirion-Blais (2010) a recensé plusieurs informations pertinentes à ce sujet, dont certaines sont présentées ici. Le Energy Charter Secretariat (2006) suggère en première approximation que le chauffage urbain peut être considéré viable lorsque la densité de charge en chauffage est d'au moins 0,5 MW par mètre de canalisation du réseau. D'autres auteurs ont suggéré des seuils d'applicabilité du chauffage urbain en se basant sur la densité de charge par superficie, tel que montré au Tableau 1.1.

Tableau 1.1: Seuils d'applicabilité du chauffage urbain. Tiré de Yildirim, Toksoy & Gokcen (2006).

Type d'environnement	Densité de la charge thermique (MW/km ²)	Applicabilité du chauffage urbain
Centre-ville, gratte-ciel	Plus de 70	Très favorable
Centre-ville, multi-étagé	51 à 70	Favorable
Environnement urbain, commerces et multi-logements	20 à 51	Possible
Résidences multifamiliales	12 à 20	Discutable
Résidences unifamiliales	Moins de 12	Impossible

Il peut par ailleurs s'avérer plus pratique d'exprimer la densité de charge en termes d'énergie, comme l'ont fait Zinko et al. (2008). Ces derniers proposent un seuil d'applicabilité de 10 kWh/m² par an en se basant sur l'analyse de plusieurs systèmes de chauffage urbain en Scandinavie.

Il est à noter que ces seuils sont fournis à titre indicatif et ne sauraient remplacer une analyse économique détaillée.

1.1.4.2 Tarification

Traditionnellement, la tarification des réseaux thermiques était établie en fonction de la superficie totale des bâtiments reliés au réseau. Cette façon de faire était due à l'absence de compteurs de chaleur tels que décrits à la section 1.1.3 ci-dessus. Les compteurs de chaleur permettent un mesurage de la consommation énergétique de chaque client, incitant ainsi ceux-ci à la diminuer.

L'utilisation de compteurs permet deux types de tarification. Le premier consiste à établir la facturation au prorata de la consommation énergétique. Malgré sa simplicité, cette manière a le désavantage de ne pas tenir compte du coût du capital investi pour la mise en place du réseau. Ainsi, lorsqu'un client rend son bâtiment plus efficace énergétiquement, les revenus de l'entreprise exploitant le réseau thermique diminuent. Cette dernière se devra donc de pénaliser les clients en augmentant ses tarifs. Afin d'éviter cette situation, le Energy Charter Secretariat (2006) suggère d'inclure une partie fixe dans le tarif total afin de couvrir les coûts du capital investi. Cette partie du tarif est évaluée en fonction de la dépréciation anticipée des actifs.

1.1.5 Historique et état actuel du chauffage urbain dans le monde

Raoult (2008) désigne le chauffage par hypocauste inventé par les Romains comme étant l'ancêtre du chauffage urbain. Ce n'est cependant qu'au XIX^e siècle qu'apparaissent les premiers réseaux de distribution de chaleur modernes. Des systèmes utilisant la vapeur sont en effet mis en service à Annapolis (1853), à Londres (1859) et en Pennsylvanie (1869) à cette époque. Peu de temps après arrivent les réseaux à eau chaude dans les années 1870 dans les villes de Zurich, Varsovie et Londres.

Le premier système de chauffage à distance ayant une vocation commerciale est implanté à Lockport dans l'état de New York en 1877. De la fin du XIX^e siècle au début du XX^e siècle, un

nombre croissant de villes nord-américaines et européennes se dotent de réseaux de chauffage urbains, si bien qu'en 1932 pas moins de 300 villes américaines et canadiennes en sont équipées. Fait intéressant, la plupart de ces systèmes utilisaient déjà un procédé de cogénération : la chaleur résiduelle des génératrices était utilisée pour produire de la vapeur, qui était ensuite acheminée vers divers bâtiments.

À partir des années 1930, le chauffage urbain connaît une évolution fort différente en Amérique du Nord et en Europe. Du côté américain, le déplacement des centrales électriques à l'extérieur des centres urbains prive les réseaux de chauffage d'une source de chaleur peu dispendieuse. Le faible coût du gaz naturel et du mazout dans les années qui suivent la Seconde Guerre mondiale, de même que certains programmes du département américain de l'Habitation et du Développement urbain, accentuent davantage le déclin du chauffage urbain en Amérique. De 250 réseaux en fonction en 1951, il n'en reste plus que 59 au début des années 1980 (CDHC, 1985). En Europe, le chauffage urbain a au contraire connu un essor après la Seconde Guerre mondiale. Plusieurs raisons expliquent ce phénomène, parmi lesquelles figure le coût plus élevé des ressources énergétiques ainsi qu'une plus forte densité de population.

Les préoccupations récentes concernant la durabilité, la sécurité énergétique et les changements climatiques ont ravivé l'intérêt pour le chauffage urbain au Canada et aux États-Unis. Elles ont également contribué à la consolidation de cette industrie en Europe, où les réseaux énergétiques urbains se sont avérés être des agents de promotion de l'utilisation efficace du territoire et des ressources (CDEA, 2008).

L'utilisation des réseaux thermiques est aujourd'hui très répandue dans les pays d'Europe de l'Est et du Nord, où plus de 100 millions de personnes dépendent du chauffage urbain. Le Tableau 1.2 fait état du pourcentage d'utilisation des réseaux thermiques pour répondre aux besoins en chauffage de certains pays d'Europe de l'Est et du Nord. L'efficacité des réseaux thermiques des pays de l'ex-URSS laisse toutefois à désirer en raison de la vétusté des équipements. L'utilisation de centrales à production combinée d'électricité et de chaleur (CHP), fortement répandue en Allemagne et en Scandinavie, permet quant à elle d'atteindre une efficacité totale de l'ordre de 80 à 90 pour cent (Energy Charter Secretariat, 2006).

Tableau 1.2: Utilisation des réseaux thermiques dans différents pays d'Europe de l'Est et du Nord.

Tiré de Energy Charter Secretariat (2006), sauf mention contraire.

Pays	% d'utilisation
Islande ¹	94
Russie	70
Lithuanie	70
Lettonie	68
Suède ¹	55
Pologne	53
Estonie	52
Danemark	50
Finlande	50
Corée du Sud ¹	29
Allemagne ¹	13
Norvège ¹	4,8
Suisse ¹	2,8
Canada ²	1,3

1. EHP (2007)

2. CDEA (2009)

1.1.6 Les réseaux thermiques au Canada et au Québec

Cent dix-huit systèmes de chauffage ont été recensés au Canada par l'Association Canadienne des Réseaux Thermiques (2009). Les réseaux les plus communs sont ceux fonctionnant à l'eau chaude (60°C à 120°C), et près de la moitié d'entre eux (42%) utilisent la cogénération comme source de chaleur. Tel que le démontre le Tableau 1.3 ci-dessous, c'est en Ontario que l'on retrouve le plus de réseaux thermiques, avec 43% des systèmes installés et 44% de la superficie bâtie connectée par rapport à l'ensemble du Canada.

Tableau 1.3: Les réseaux thermiques au Canada. Données tirées de CDEA (2009).

Province/Territoire	Nombre de réseaux thermiques	Superficie bâtie connectée à un réseau thermique (km ²)	Énergie vendue (GJ)
Alberta	14	2.3	1 999 080
Colombie-Britannique	11	1.3	1 063 620
Île du Prince Édouard	3	n/d	538 560
Manitoba	4	0.5	632 550
Nouveau-Brunswick	1	0.4	318 750
Nouvelle-Écosse	5	0.2	145 670
Nunavut	9	n/d	16 920
Ontario	51	6.0	5 467 790
Québec	7	2.3	1 578 200
Saskatchewan	2	0.7	1 198 800
Terre-Neuve	0	0	0
Territoires du Nord-Ouest	8	0.01	n/d
Yukon	3	n/d	987 530

Le carburant le plus communément utilisé dans les réseaux thermiques canadiens est le gaz naturel. L'utilisation de la biomasse constitue une pratique de plus en plus répandue dans les systèmes récents, et particulièrement dans les communautés situées près des sites d'exploitation forestière. Deux réseaux thermiques canadiens sont particulièrement intéressants parce que leur fonctionnement repose essentiellement sur l'utilisation d'énergies renouvelables. À Toronto, l'eau à 4°C du fond du lac Ontario est utilisée pour climatiser une trentaine de bâtiments du centre-ville (Enwave, 2011). À Okotoks, en Alberta, la communauté de Drake Landing (DLSC, 2011) utilise un système qui permet de stocker l'énergie solaire dans le sol pour ensuite la distribuer aux maisons.

Au Québec, on retrouve entre autres le réseau exploité par la CCUM qui dessert une partie du centre-ville de Montréal en eau chaude, en vapeur et en eau refroidie depuis 1947 (CCUM, 2010). Le projet illustrant le mieux comment l'implantation d'un réseau thermique peut profiter à l'ensemble d'une communauté est celui du village cri d'Oujé-Bougoumou situé dans le Nord-du-Québec. En utilisant les résidus des scieries voisines comme biocarburant, le système de chauffage centralisé d'Oujé-Bougoumou a permis non seulement de réduire les coûts reliés à la

consommation énergétique de la communauté, mais également de rediriger ces capitaux à l'intérieur de la communauté, participant ainsi à son essor économique (Oujé-Bougoumou, 2011).

1.2 Systèmes géothermiques à basse température

Les systèmes utilisant l'énergie géothermique peuvent être classés en trois catégories générales (ASHRAE, 2007). Celles-ci sont présentées au Tableau 1.4.

Tableau 1.4: Catégories de systèmes géothermiques.

Catégorie	Température	Type d'application
Haute température	> 150 °C	Production d'électricité
Moyenne température	< 150 °C	Chauffage direct
Basse température	< 32 °C	Pompes à chaleur

La ressource géothermique dans le sud du Québec fait essentiellement partie de la catégorie « basse température ». L'utilisation de pompes à chaleur est donc requise pour hausser le niveau de température à un niveau adéquat pour le chauffage des bâtiments.

Les systèmes géothermiques à basse température comprennent donc deux composantes essentielles, soit un échangeur de chaleur souterrain et une ou plusieurs pompes à chaleur.

1.2.1 Échangeur géothermique vertical en boucle fermée

Le type d'échangeur souterrain le plus communément utilisé est l'échangeur géothermique vertical en boucle fermée, communément appelé « Borehole Thermal Energy Storage (BTES) » dans la littérature. D'autres types d'échangeurs souterrains, tels que les systèmes horizontaux et les systèmes en boucle ouverte sont décrits dans ASHRAE (2007). Un échangeur géothermique vertical en boucle fermée est constitué d'une ou plusieurs paires de tubes de PEHD insérés dans un puits vertical. Typiquement, le diamètre nominal des puits varie de 9 à 15 cm, alors que leur profondeur se situe entre 30 et 200 m (Gehlin, 2002). Un fluide caloporteur circule dans les tubes, permettant ainsi un échange de chaleur entre les bâtiments et le sol. Ce fluide est généralement une solution d'eau additionnée d'éthanol, de méthanol ou de propylène glycol afin

d'éviter le gel en hiver. Au Canada et aux États-Unis, le remplissage des puits est régi par des normes visant entre autres à éviter le mélange des eaux de surface et des eaux souterraines (Conseil canadien des normes, 2002). Le matériau de remplissage traditionnellement utilisé à cet effet est la bentonite, bien que sa conductivité thermique soit relativement faible.

La performance d'un champ de puits géothermiques verticaux dépend de trois facteurs : la résistance thermique équivalente des puits, les propriétés thermiques du sol environnant ainsi que l'interférence thermique entre les différents puits (Gehlin, 2002). Ces trois facteurs influencent directement le dimensionnement du champ; il est donc nécessaire de les évaluer adéquatement afin d'éviter un sous-dimensionnement ou un surdimensionnement de l'échangeur.

La réalisation d'un essai de réponse thermique (ERT) permet de déterminer les valeurs locales de la conductivité thermique équivalente du milieu géologique λ_g , de la diffusivité thermique du sol α_g , de la résistance thermique équivalente du puits R_b et de la température initiale du milieu géologique T_g . Un ERT consiste à faire circuler un fluide dans un puits d'essai, tout en chauffant le fluide avec une puissance constante et en mesurant sa température à diverses profondeurs. On retrouve dans ASHRAE (2007) les exigences recommandées pour un ERT, notamment en ce qui a trait à la puissance de chauffage, à la durée de l'essai et à l'acquisition des mesures. Différentes méthodes peuvent être utilisées pour déterminer les paramètres thermiques du sol et du puits à partir d'un ERT; Gehlin (2002) décrit notamment celle de la ligne source, de la source cylindrique et recense également des méthodes numériques existantes.

Le dimensionnement du champ de puits verticaux (nombre de puits, profondeur, espacement, géométrie) se fait en fonction de l'application visée. Dans le cas de bâtiments ayant une charge en climatisation importante, les puits doivent être assez espacés afin de minimiser l'interférence thermique. ASHRAE (2007) recommande une distance minimale de 6 m dans le cas d'un champ rectangulaire. Inversement, lorsque le sol est utilisé comme stockage thermique, il est préférable de rapprocher les puits de manière à augmenter la température d'utilisation et à limiter les pertes thermiques par la surface du sol. Le lecteur est référé au mémoire de Chapuis (2009) pour une présentation du stockage thermique par échangeur géothermique vertical en boucle fermée.

L'estimation de la longueur totale requise pour un échangeur géothermique vertical se fait à l'aide d'équations telles que celles proposées par Kavanaugh et Rafferty (1997) ou par Philippe, Bernier et Marchio (2010). Le dimensionnement adéquat d'un échangeur géothermique vise à

s'assurer que la température d'alimentation aux pompes à chaleur n'outrepasse pas les limites de fonctionnement de celles-ci.

1.2.2 Pompes à chaleur

Les lois de la physique voulant que la chaleur se transmette des corps chauds vers les corps froids, il peut s'avérer nécessaire d'utiliser un appareil permettant de « pomper » l'énergie thermique d'un corps froid vers un corps chaud. C'est notamment le cas des systèmes géothermiques à basse température, où la température du sol (environ 10 à 20 °C) est trop faible pour chauffer directement les espaces habités et trop chaude pour les climatiser efficacement. Grâce à un cycle thermodynamique à compression de vapeur, les pompes à chaleur (PAC) permettent le transfert de la chaleur d'un milieu plus froid vers un milieu plus chaud. Tel que démontré à la Figure 1.3, une PAC comporte quatre composantes dans lesquelles circule un fluide frigorigène. Dans le cas d'une PAC géothermique en mode chauffage, le milieu froid correspond au circuit de l'échangeur géothermique tandis que le milieu chaud correspond au circuit relié aux bâtiments (et inversement en mode climatisation).

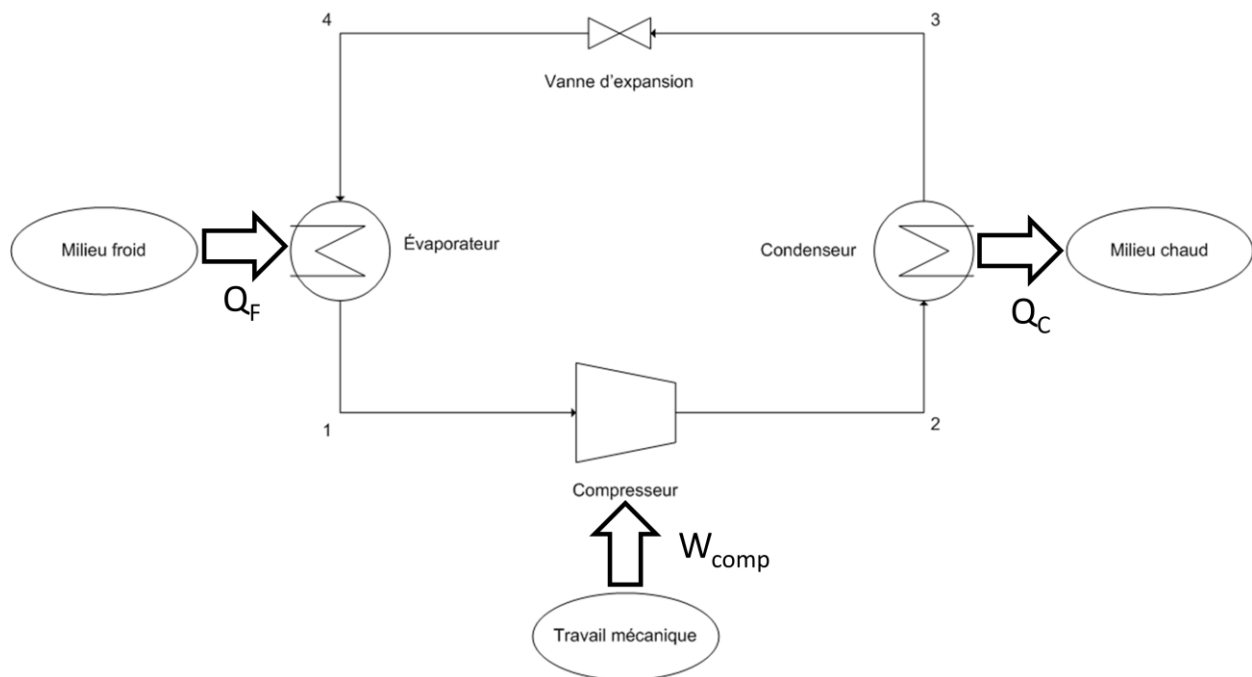


Figure 1.3: Schéma de fonctionnement d'une pompe à chaleur

L'évolution thermodynamique du fluide frigorigène est représentée à la Figure 1.4. Lorsque le fluide est sous forme de vapeur saturée (point 1), il entre dans le compresseur où sa température

et sa pression augmentent. La vapeur surchauffée ainsi obtenue (point 2) cède sa chaleur à un autre fluide dans le condenseur; le fluide frigorigène passe alors à l'état liquide (point 3). Entre les points 3 et 4, le fluide subit une détente dans une vanne d'expansion. Sa température et sa pression diminuent alors pour atteindre les mêmes niveaux qu'au point 1. Le cycle se termine par une évaporation du fluide frigorigène dans l'évaporateur, au cours de laquelle la chaleur est extraite d'un milieu froid.

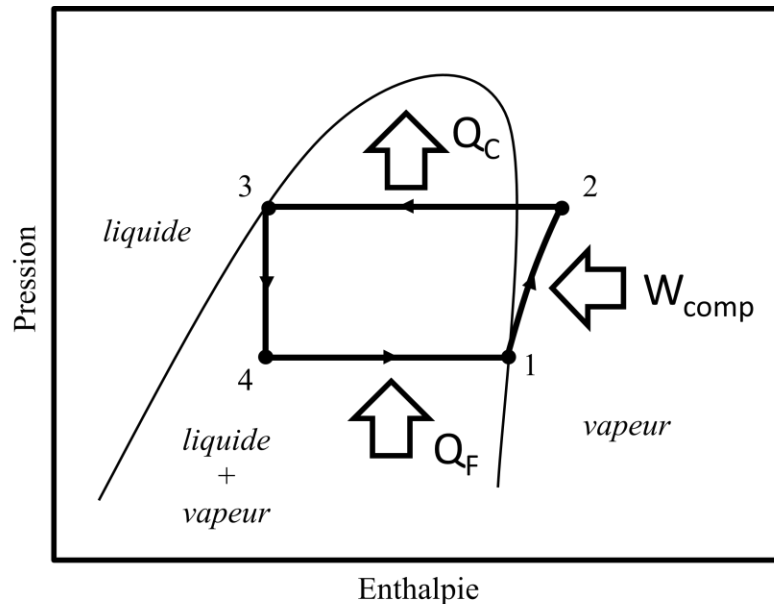


Figure 1.4: Représentation du cycle thermodynamique à compression de vapeur idéal sur un diagramme pression-enthalpie

On mesure la performance d'une PAC à l'aide du coefficient de performance (COP). Le COP représente le rapport entre l'énergie utile et l'énergie fournie au système :

$$\text{COP} = \frac{\text{énergie utile}}{\text{énergie fournie au système}} \quad (1.1)$$

L'énergie fournie au système se compose essentiellement du travail mécanique nécessaire au fonctionnement du compresseur (W_{comp} sur le schéma de la Figure 1.3). En mode chauffage, la chaleur rejetée par le fluide frigorigène au condenseur et transmise vers les bâtiments (Q_C sur le schéma de la Figure 1.3) constitue l'énergie utile. En mode climatisation, la chaleur provenant des bâtiments et qui est absorbée à l'évaporateur (Q_F sur le schéma de la Figure 1.3) constitue l'énergie utile. Typiquement, le COP d'une PAC géothermique de 10,5 kW (3 tonnes) se situe

entre 3 et 6 en chauffage et entre 3 et 8 en climatisation. Le COP d'une PAC est notamment fonction de l'écart entre les températures de condensation et d'évaporation. Un accroissement de ce dernier entraîne une baisse du COP. L'impact de la température d'entrée à la PAC du côté source (l'échangeur souterrain dans le cas présent) sur le COP est particulièrement important, tel que le souligne Bernier (2006). Le travail fourni au compresseur W_{comp} est transmis au fluide frigorigène sous forme de chaleur. Un bilan d'énergie sur la pompe à chaleur donne :

$$Q_C = Q_F + W_{comp} \quad (1.2)$$

Ceci implique qu'en mode chauffage, la chaleur provenant du compresseur est transmise aux bâtiments alors qu'elle est injectée dans le sol en mode climatisation.

Il est possible de classer les PAC selon le type de fluide circulant dans les deux échangeurs de chaleur (évaporateur et condensateur). Pour les systèmes géothermiques, on retrouve des PAC de type eau-air et eau-eau. Les PAC utilisées en géothermie supportent une température du fluide à l'entrée allant jusqu'à environ -6 °C en chauffage et 45 °C en climatisation.

La capacité des PAC peut être modulée de plusieurs façons, notamment en changeant les orifices d'injection dans un compresseur à volute ou encore en (dés)activant un ou plusieurs pistons dans les compresseurs à pistons. L'utilisation d'un désurchauffeur à la sortie du compresseur permet quant à elle d'effectuer un préchauffage de l'eau chaude domestique (ECD).

1.3 Systèmes énergétiques hybrides

Le concept de système énergétique hybride tel qu'utilisé dans ce mémoire se réfère aux réseaux de distribution d'énergie thermique combinant deux ou plusieurs sources d'énergie. Il est important de ne pas confondre les systèmes hybrides avec la cogénération, qui elle utilise une seule source d'énergie pour produire à la fois de l'électricité et de la chaleur.

Tel que mentionné précédemment, les réseaux thermiques urbains se prêtent particulièrement bien à l'implantation de systèmes énergétiques hybrides. L'un des avantages de ces systèmes réside dans le fait qu'il est encore aujourd'hui bien difficile de concevoir des systèmes énergétiques approvisionnés à 100 % par des sources renouvelables, notamment en raison de la variabilité de ressources comme le soleil et le vent. En combinant une ou plusieurs sources

d'énergie renouvelables avec un autre type d'énergie plus conventionnel et présentant une meilleure flexibilité d'utilisation (hydroélectricité, gaz naturel), il est possible de concevoir des systèmes à la fois fiables, économiques et durables.

L'atteinte de ces trois objectifs est toutefois sujette à la réalisation d'études détaillées concernant la consommation et l'approvisionnement en énergie pour le site étudié. Il sera vu à la section 1.4 certaines méthodes utilisées pour calculer la charge thermique des bâtiments. Cette activité est primordiale au dimensionnement adéquat du système. Il convient ensuite d'effectuer des simulations énergétiques afin d'optimiser le dimensionnement des divers composants du système et d'établir des stratégies de contrôle performantes. Plusieurs outils informatiques sont disponibles à cet effet; Connolly et al. (2010) ont effectué une revue de 37 d'entre eux. Le problème de la gestion des sources d'énergie peut être étudié de manière plus stratégique à l'échelle régionale ou même nationale, tel que l'on fait Dicorato et al. (2008). Weber et Shah démontrent quant à eux comment un outil d'optimisation peut contribuer au design d'un système hybride à l'échelle d'une communauté. Les modèles de Yamaguchi et Shimoda (2010) et de Ghafghazi et al. (2010) permettent quant à eux d'évaluer la performance de différents systèmes en regard d'indicateurs multiples parmi lesquels la consommation primaire d'énergie, les émissions de GES, la demande électrique de pointe et la création d'îlots de chaleur.

Les systèmes hybrides utilisant des pompes à chaleur géothermiques, communément appelés « Hybrid Ground-Source Heat Pump systems » (HyGSHP), peuvent dans certains cas réduire significativement les coûts d'installation d'un système géothermique à basse température. En effet, selon le climat et le type de bâtiments connectés au système géothermique, un déséquilibre thermique annuel (c.-à-d. lorsque la quantité de chaleur injectée dans le sol excède la quantité extraite ou l'inverse) peut entraîner un accroissement ou une diminution de la température moyenne du sol au cours des années. Afin de maintenir une température d'alimentation adéquate aux PAC, l'échangeur de chaleur souterrain doit alors être de longueur considérable. Cela engendre des coûts de forage et d'installation importants remettant en cause la viabilité économique du système. Le principe des systèmes HyGSHP est donc d'ajouter une source de production ou de rejet de chaleur supplémentaire de manière à équilibrer les charges thermiques au sol. Kavanaugh et Rafferty (1997) ainsi que Kavanaugh (1998) présentent une méthode de design pour les systèmes HyGSHP dans les climats chauds. On y suggère l'ajout d'un équipement de rejet de chaleur tel qu'une tour de refroidissement dont la capacité est calculée en

fonction de la différence entre la longueur d'échangeur requise en climatisation et en chauffage. Yavuzturk et Spitler (2000) ont analysé différentes stratégies de contrôle pour ces systèmes. Les auteurs concluent notamment que l'opération des tours de refroidissement en fonction du différentiel entre la température de sortie de la PAC et la température de bulbe humide est la stratégie la plus avantageuse économiquement. Dans le cas des systèmes où la charge de chauffage est prépondérante, l'ajout de capteurs solaires thermiques ou de chaudières constitue les options communément utilisées. Chiasson et al. (2010) proposent une méthode d'optimisation des systèmes HyGSHP avec capteurs solaires basée sur la minimisation de l'écart entre la température minimale annuelle d'entrée aux PAC et la température de design d'entrée aux PAC. Il est toutefois plus commun de chercher à minimiser le coût du cycle de vie (CCV) du système étudié, comme l'on fait Yavuzturk et Spitler (2000). Le CCV inclut à la fois les coûts initiaux liés à l'achat et l'installation des équipements et les coûts d'opération du système.

1.4 Charge thermique des bâtiments

L'évaluation de la charge thermique des bâtiments constitue l'étape première et indispensable de la conception de tout système CVCA. Dans le cas des bâtiments existants, il est souvent possible d'évaluer la charge thermique de manière assez précise en consultant les relevés de consommation énergétique antérieurs. Cette méthode s'avère toutefois impossible dans le cas des nouveaux bâtiments. C'est pourquoi diverses méthodes ont été élaborées dans le but de prédire plus ou moins précisément le profil de la demande énergétique des bâtiments.

La demande énergétique des bâtiments est due essentiellement aux charges de chauffage et de climatisation, au fonctionnement des appareils électriques ainsi qu'à la demande en eau chaude. La charge de chauffage est créée par les déperditions thermiques à travers l'enveloppe d'un bâtiment lorsque la température extérieure se trouve en deçà de la température interne. Elle s'obtient en effectuant un bilan thermique sur un bâtiment :

$$Q_{\text{chauffage}} = Q_{\text{déperditions}} - Q_{\text{interne}} - Q_{\text{solaire}} \quad (1.3)$$

Les déperditions thermiques sont dues aux phénomènes de conduction et de convection ainsi qu'à l'infiltration d'air à travers l'enveloppe du bâtiment. Les gains internes et les gains solaires (Q_{interne} et Q_{solaire}) contribuent à diminuer la charge de chauffage.

L'équation 1.4 n'est valide qu'en régime permanent puisqu'elle ne tient pas compte de la masse thermique du bâtiment. Bien que négligeable pour le calcul des charges en chauffage, cette omission ne peut être faite en climatisation puisque la température extérieure fluctue autour de la température de la pièce en été (Duffie & Beckman, 2006). De plus, l'air chaud doit souvent être déshumidifié, ce qui entraîne une dépense énergétique additionnelle. Le calcul des charges de climatisation s'avère donc plus complexe qu'en chauffage; le lecteur est invité à consulter ASHRAE (2009) pour une explication détaillée à ce sujet.

La charge thermique relative à la consommation d'eau chaude domestique dépend fortement du profil de consommation du bâtiment étudié. Une fois ce profil établi, la charge instantanée en eau chaude pour un débit \dot{m} chauffé d'une température d'alimentation T_a jusqu'à une température de distribution T_d devient:

$$Q_{\text{eau chaude}} = \dot{m} C_p (T_d - T_a) \quad (1.4)$$

où C_p est la chaleur spécifique de l'eau.

(Note : L'équation 1.4 ne tient pas compte des pertes dans la tuyauterie et les réservoirs.)

Dans le cadre de ce travail, les charges thermiques des bâtiments seront évaluées à l'aide de calculs horaires réalisés avec le logiciel TRNSYS (Klein et al., 2009).

2.1.1 Définition des archétypes

En raison du nombre relativement élevé de bâtiments projetés sur le site de Petite Rivière et afin d'éviter d'avoir à modéliser chacun d'eux, cinq archétypes de bâtiments ont été définis. Chacun de ces archétypes représente un type de bâtiment de Petite Rivière en tout ou en partie. Une fois chaque archétype modélisé, des facteurs multiplicatifs seront appliqués de manière à obtenir la demande énergétique totale du site.

Chaque archétype est composé de différentes unités (appartements, lofts, etc.). Celles-ci sont brièvement décrites au Tableau 2.1.

Tableau 2.1: Description des unités composant les archétypes

Unité	Description	Superficie nette (m ²)
C1	Unité commerciale	95
A1	Appartement - 1 chambre à coucher	75
A2	Appartement - 2 chambres à coucher	95
L1	Loft - 1 chambre à coucher	90
Th2	Maison de ville en rangée - 2 chambres à coucher	91
Th3	Maison de ville en rangée - 3 chambres à coucher	131
Th2c	Maison de ville en bloc - 2 chambres à coucher	88
Th3c	Maison de ville en bloc - 3 chambres à coucher	132
Tx1	Unité de triplex - 1 chambre à coucher	65

Deux orientations sont possibles sur le site :

- 00° : la plus grande dimension est dans l'axe est-ouest
- 90° : la plus grande dimension est dans l'axe nord-sud

2.1.1.1 Archétype 1

L'archétype 1 représente les quatre étages supérieurs d'un immeuble à vocation résidentielle. Chaque étage est composé de quatre unités de type A1, quatre unités de type A2 (voir Figure 2.2) et un corridor central. Cet archétype présente également les caractéristiques suivantes :

- Structure en béton
- Orientation 00°

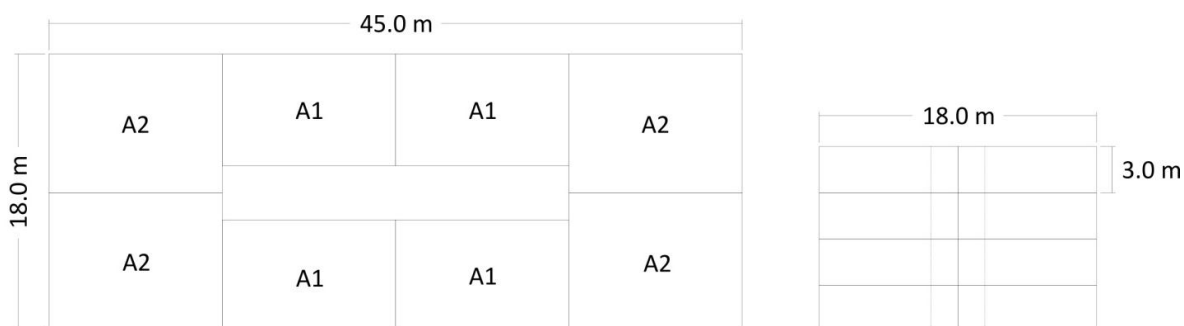


Figure 2.2: Archétype 1, plan d'étage (gauche) et élévation (droite)

2.1.1.2 Archétype 2

L'archétype 2 est composé de maisons de ville sur deux étages et est typiquement situé sous l'archétype 1. Il comprend six unités de type Th2c et six unités de type Th3c (voir Figure 2.3). Cet archétype présente également les caractéristiques suivantes :

- Structure en béton
- Orientations 00° et 90°



Figure 2.3: Archétype 2, plan d'étage (gauche) et élévation (droite)

2.1.1.3 Archétype 3

L'archétype 3 représente une rangée de huit triplex (trois appartements en hauteur), soit 24 unités de type Tx1 au total (voir Figure 2.4). Cet archétype présente également les caractéristiques suivantes :

- Structure en bois
- Orientation 00°

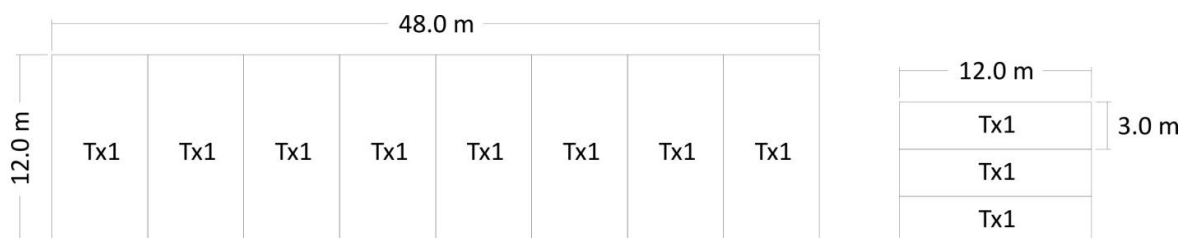


Figure 2.4: Archétype 3, plan d'étage (gauche) et élévation (droite)

2.1.1.4 Archétype 4

L'archétype 4 représente des maisons de ville en rangée. Les deux premiers étages sont composés de huit unités de type Th3 et les deux étages supérieurs de huit unités de type Th2 (voir Figure 2.5). Cet archétype présente également les caractéristiques suivantes :

- Structure en bois
- Orientations 00° et 90°



Figure 2.5: Archétype 4, plan d'étage (gauche) et élévation (droite)

2.1.1.5 Archétype 5

L'archétype 5 est composé de trois étages de lofts résidentiels situés au-dessus de commerces au rez-de-chaussée (voir Figure 2.6). Le premier étage compte six unités de type C1 et chacun des trois étages supérieurs compte six unités de type L1. Cet archétype présente également les caractéristiques suivantes :

- Structure en béton
- Orientation 90°

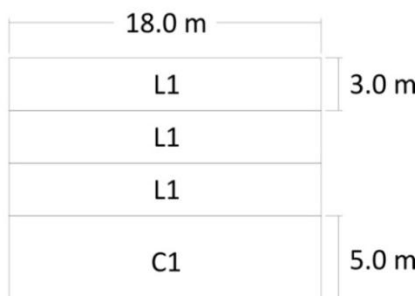


Figure 2.6: Archétype 5, élévation

2.1.2 Logiciel utilisé

Plusieurs logiciels sont disponibles sur le marché dans le but de calculer la consommation énergétique des bâtiments. Dans le cadre de ce projet, le programme TRNBuild (TRANSSOLAR Energietechnik GmbH, 2010) couplé du logiciel TRNSYS a été utilisé pour obtenir les charges thermiques des bâtiments. TRNBuild permet de modéliser le comportement dynamique de bâtiments comportant plusieurs zones thermiques.

Une fois les données relatives aux bâtiments entrées dans TRNBuild, TRNSYS utilise des fichiers de données météorologiques horaires pour calculer la charge thermique des bâtiments étudiés. Dans le cas présent, les données de type Canadian Weather year for Energy Calculation (CWEC) pour la ville de Montréal ont été utilisées. Les fichiers CWEC sont composés de douze mois typiques d'un point de vue météorologique sélectionnés sur 30 ans de données recueillies (Environnement Canada, 2011). Une description plus détaillée du logiciel TRNSYS est présentée au Chapitre 4.

2.1.3 Zones thermiques

Comme dans la plupart des logiciels de simulation énergétique des bâtiments, il est nécessaire de diviser les bâtiments modélisés dans TRNBuild en zones thermiques. Une zone thermique peut correspondre à plusieurs zones fonctionnelles d'un bâtiment, tant que celles-ci répondent à ces trois critères (NRCAN, 2008):

- Être desservies par le même système CVCA;
- Avoir des fonctions similaires;
- Avoir des charges thermiques similaires.

En appliquant ces trois critères, les cinq archétypes décrits précédemment ont été divisés en 36 zones thermiques.

2.1.4 Paramètres et hypothèses de modélisation

Les archétypes ont été modélisés selon trois niveaux de performance énergétique. Le premier niveau, appelé « LEEBQ », correspond au cas de référence et représente un bâtiment construit selon les exigences de la Loi sur l'économie d'énergie dans le bâtiment du Québec (Gouvernement du Québec, 2011). Le second niveau, appelé « Novo », correspond à la norme volontaire d'efficacité énergétique Novoclimat pour les immeubles à logement (MRNF, 2011). Le troisième niveau de performance correspond quant à lui au standard de construction proposé pour le projet Petite Rivière et va au-delà des prescriptions de Novoclimat. L'appellation « LPR » sera utilisée pour faire référence à ce troisième niveau.

Les paramètres suivants s'appliquent pour les trois niveaux de performance :

- Les façades extérieures sont fenêtrées à 40%;
- L'apport d'air neuf est conforme aux spécifications du Code national du bâtiment (CNRC, 2005);
- L'occupation est de 2 personnes pour les appartements à une chambre, de 3 personnes pour les appartements à 2 chambres et de 5 personnes pour les appartements à 3 chambres.

Dans le Tableau 2.2 se retrouvent les paramètres de modélisation utilisés pour chacun des trois niveaux de performance mentionnés ci-dessus. Pour le niveau de performance LPR, il a notamment été considéré que l'installation d'équipements à débit réduit ainsi que de récupérateurs de chaleur des eaux grises permettent de réduire la charge d'eau chaude domestique de 40%. Des économies d'énergie de 30% pour l'éclairage et de 50% pour les charges aux prises sont quant à elles réalisées grâce à l'installation d'électroménagers et d'équipements d'éclairage performants.

Tableau 2.2: Paramètres de modélisation pour les trois niveaux de performances étudiés

Description	LEEBQ	Novo	LPR
Isolation, toit - RSI (m ² -°C/W)	2,90	3,68	7,04
Isolation, murs extérieurs - RSI (m ² -°C/W)	3,34	3,68	5,28
Isolation, dalle sur sol (périmètre) - RSI (m ² -°C/W)	1,76	1,32	1,32
Isolation, dalle sur sol (largeur) - (m)	0,6	partout	partout
Isolation, dalle sur sol (joint) - RSI (m ² -°C/W)	0,88	1,32	1,32
Coefficient K, fenêtres - (W/m ² -°C)	3,69	2,46	1,71
Coefficient G, fenêtres	0,81	0,71	0,50
Taux d'infiltration moyen - CAH	0,25	0,075	0,060
Ventilation, air neuf - (L/s/occ)			
Corridors	278,74	278,74	278,74
Espaces commerciaux	7,80	7,80	7,80
Appartements - 1 chambre	12,50	12,50	12,50
Appartements - 2 chambres	10,00	10,00	10,00
Appartements - 3 chambres	8,75	8,75	8,75
Éclairage - (W/m ²)			
Corridors	6,46	6,46	3,23
Espaces commerciaux	18,30	18,30	9,15
Appartements - 1 chambre	7,64	7,64	3,82
Appartements - 2 chambres	7,65	7,65	3,82
Appartements - 3 chambres	7,66	7,66	3,82
Charge aux prises - (W/m ²)			
Corridors	0,00	0,00	0,00
Espaces commerciaux	2,48	2,48	2,48
Appartements - 1 chambre	18,85	15,50	10,85
Appartements - 2 chambres	18,64	15,50	10,85
Appartements - 3 chambres	14,66	12,00	8,40
Densité d'occupation (m ² /occ)			
Corridors	929,00	929,00	929,00
Espaces commerciaux	6,70	6,70	6,70
Appartements - 1 chambre	35,00	35,00	35,00
Appartements - 2 chambres	30,00	30,00	30,00
Appartements - 3 chambres	25,00	25,00	25,00
Eau chaude sanitaire - (W/m ²)	14,57	14,57	8,67
Ventilation, efficacité de la récupération de chaleur	0%	50%	70%

2.2 Résultats de la modélisation par archétypes

La modélisation des archétypes dans TRNSYS a permis d'obtenir les charges thermiques horaires. Le sommaire annuel de la demande énergétique est présenté ci-dessous pour chaque archétype et chaque orientation le cas échéant. Les charges de chauffage et de climatisation représentent l'énergie thermique qui doit être fournie ou retirée des espaces intérieurs afin de maintenir la température désirée (incluant le conditionnement de l'air neuf).

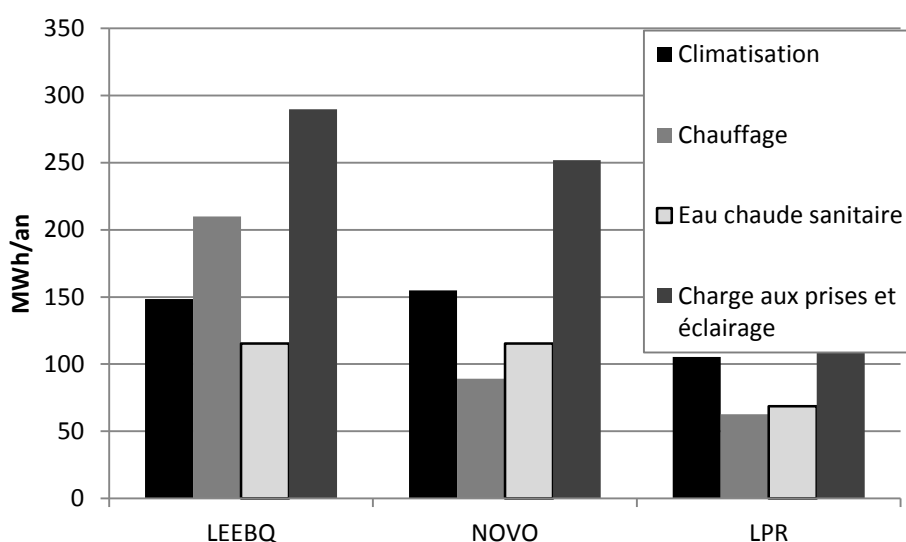


Figure 2.7: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 1

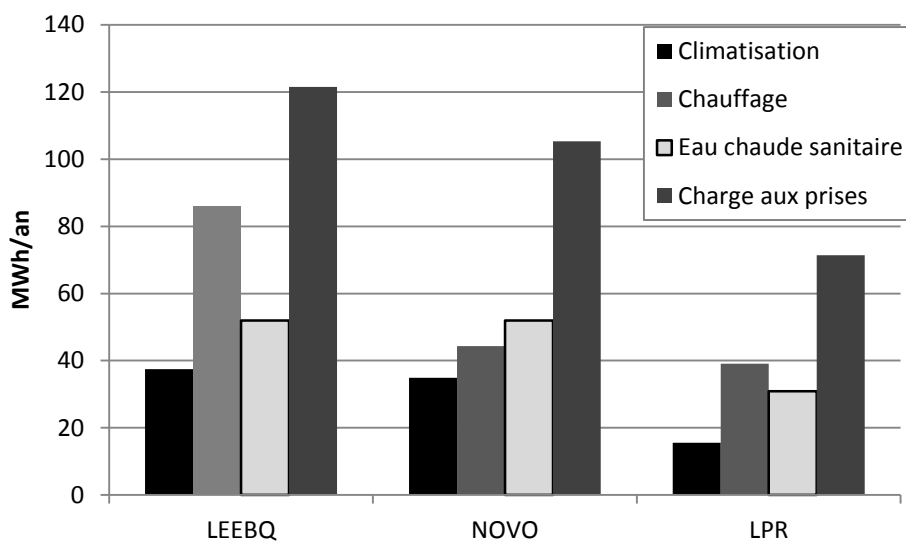


Figure 2.8: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 2, orientation 00°

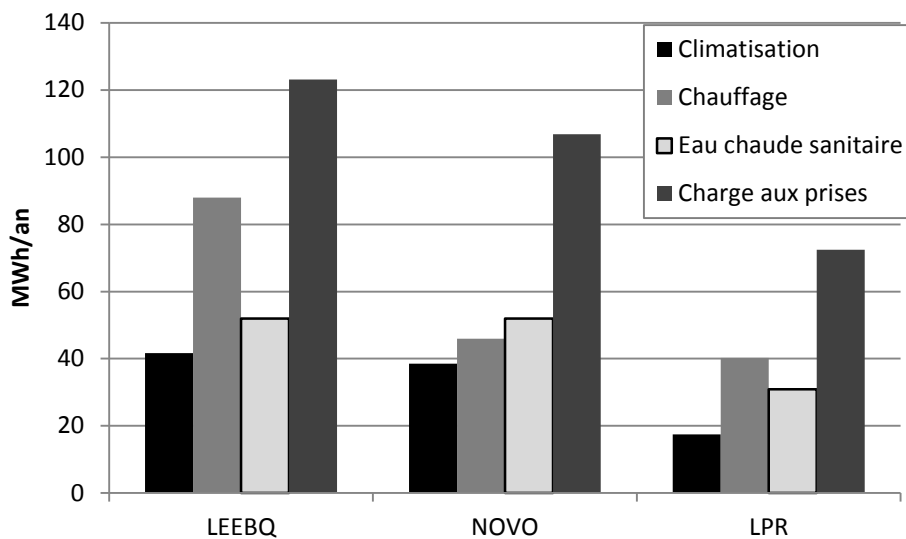


Figure 2.9: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 2, orientation 90°

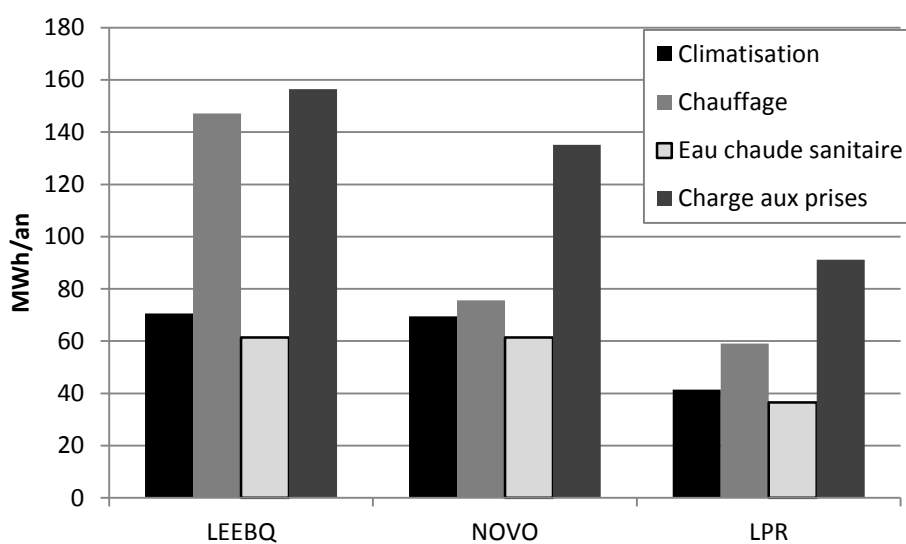


Figure 2.10: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 3

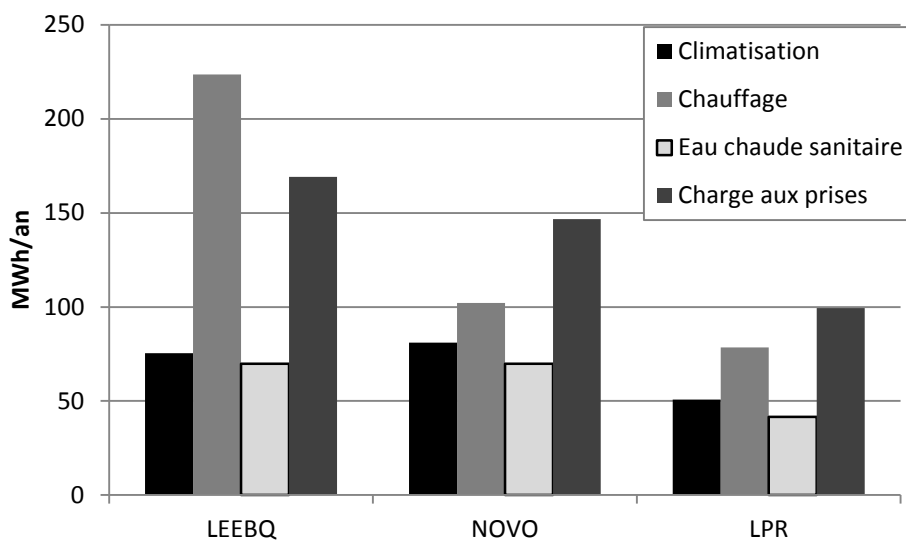


Figure 2.11: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 4,
orientation 00°

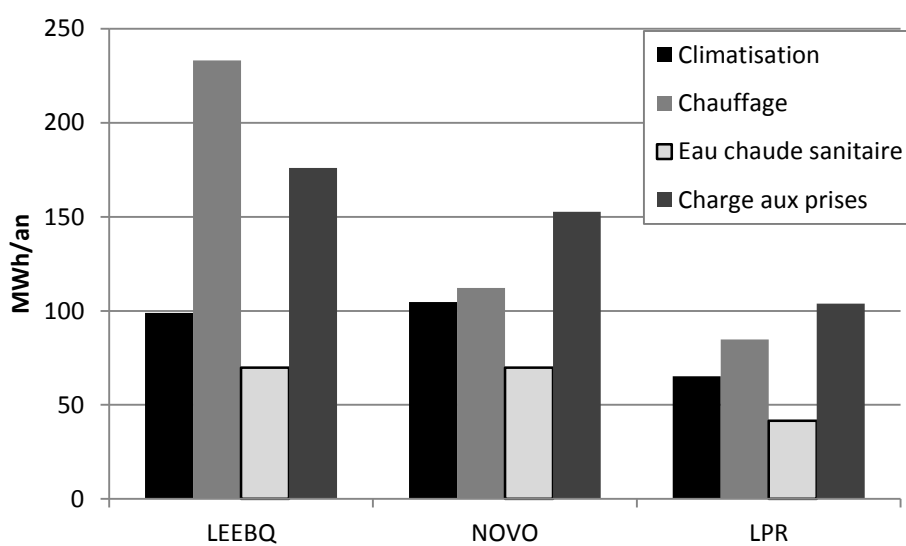


Figure 2.12: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 4,
orientation 90°

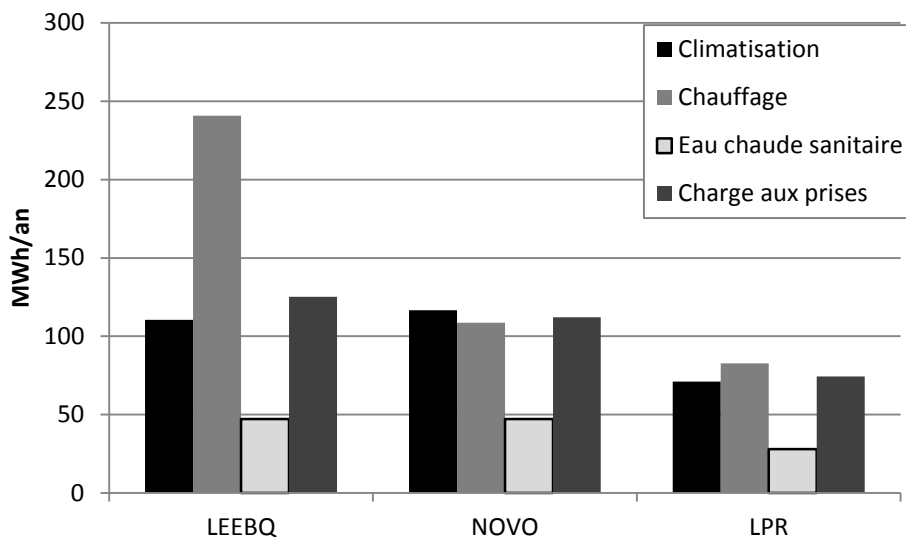


Figure 2.13: Sommaire annuel de la demande énergétique pour l'archétype 5

Les résultats présentés aux Figure 2.7 à 2.13 permettent de constater l'impact des différents niveaux de performance sur la demande énergétique annuelle des archétypes. Alors que la charge de climatisation demeure sensiblement la même pour les niveaux LEEBQ et Novo, on observe pour le niveau LPR une diminution comparativement au LEEBQ allant de 29% pour l'archétype 1 à 58% pour l'archétype 2. Une telle réduction est attribuable principalement à la réduction des gains internes et des gains solaires pour le niveau LPR.

C'est toutefois au chapitre du chauffage que l'on observe les améliorations les plus importantes, avec des réductions moyennes de 52% et 62% pour les niveaux Novo et LPR respectivement, toujours par rapport au niveau LEEBQ.

Afin de situer les résultats obtenus par rapport au contexte québécois, une comparaison de la consommation énergétique obtenue pour l'archétype 1 avec un bâtiment résidentiel moyen de la même taille que l'archétype est présentée au Tableau 2.3. La consommation énergétique de ce dernier se situe entre les niveaux de performance LEEBQ et Novoclimat. Le niveau LPR représente quant à lui une nette amélioration comparativement au bâtiment résidentiel moyen.

Tableau 2.3: Comparaison de la consommation énergétique selon le niveau de performance pour l'archétype 1

Niveau de performance	Chauffage (MWh/an)	Climatisation (MWh/an)	Eau chaude (MWh/an)	Charge aux prises (MWh/an)	Total (MWh/an)
LEEBQ	210	148	115	290	763
Novo	89	155	115	252	611
LPR	63	105	69	169	405
Bâtiment résidentiel moyen au Québec*	-	-	-	-	701

*Basé sur une intensité énergétique de 0,86 GJ/m² (Ressources naturelles Canada, 2011)

2.3 Plan de développement du site

De manière à obtenir la demande énergétique totale du site de Petite Rivière, des facteurs multiplicatifs ont été appliqués aux charges obtenues en fonction du plan de développement du site. Ce plan tient compte de la phase de construction, au cours de laquelle environ 150 unités résidentielles s'ajouteront par année sur une période de dix ans. Après ce temps, aucune nouvelle construction ne sera érigée sur le site. Des facteurs d'échelles ont été utilisés pour tenir compte des bâtiments ayant la même typologie que l'un des archétypes, mais des dimensions légèrement différentes. La Figure 2.14 illustre le plan de développement du site Petite Rivière.

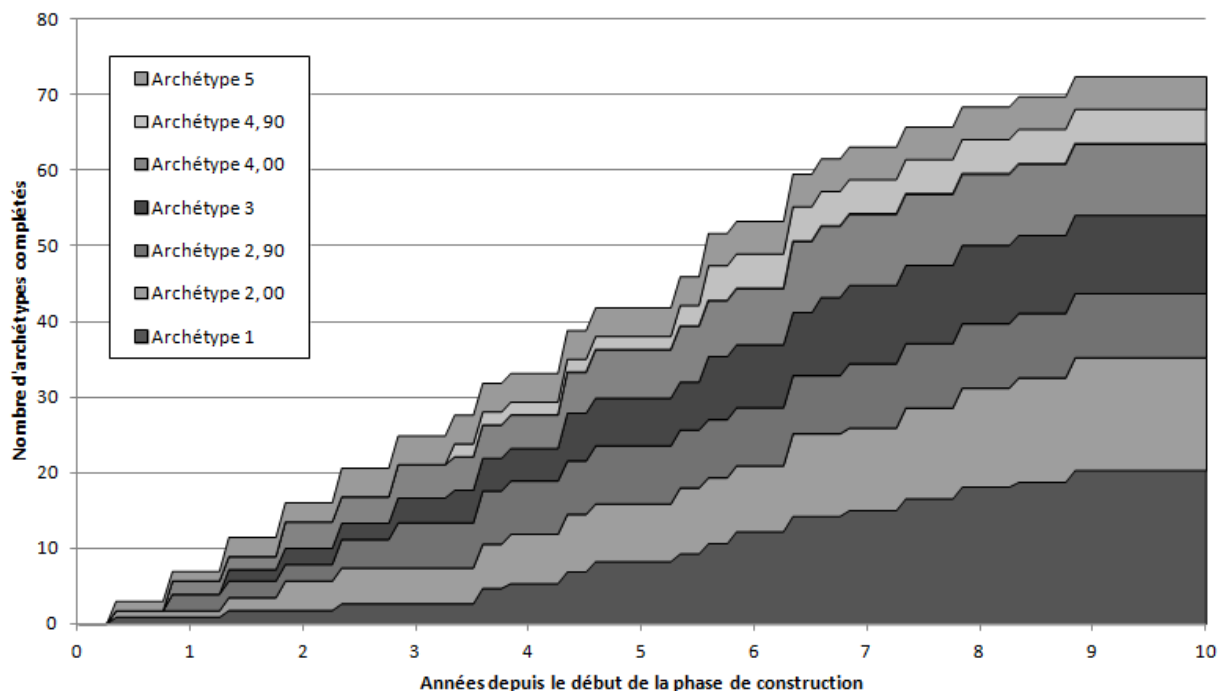


Figure 2.14: Plan de développement du site Petite Rivière

Les statistiques du site une fois la phase de construction terminée sont présentées au Tableau 2.4. La superficie bâtie représente la somme pour tout le site de l’empreinte au sol de chaque bâtiment multipliée par le nombre d’étages.

Tableau 2.4: Statistiques finales du site de Petite Rivière

Statistique	Valeur
Superficie du site (m ²)	140 000
Superficie bâtie - résidentiel (m ²)	134 500
Superficie bâtie - commercial (m ²)	2500
Nombre total d'unités	1500
Nombre total d'occupants	4500

L’évolution générale de la demande énergétique du site sur 20 ans pour le niveau de performance LEEBQ est présentée à la Figure 2.15. On observe le même type d’évolution pour les niveaux Novo et LPR, soit une augmentation de la demande sur les dix premières années et une stabilisation pour les dix années subséquentes, une fois la phase de construction terminée. Cette période de 20 ans représente la durée choisie pour l’analyse des systèmes énergétiques.

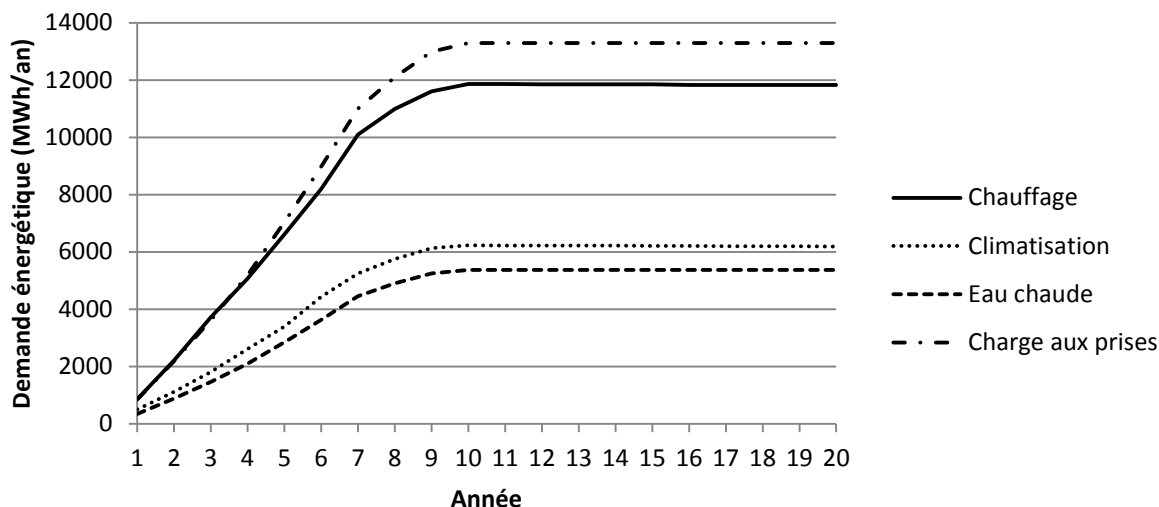


Figure 2.15: Évolution de la demande énergétique du site sur 20 ans pour le niveau de performance LEEBQ

La Figure 2.16 présente un sommaire de la demande énergétique du site pour l'année 10, soit une fois la phase de construction terminée.

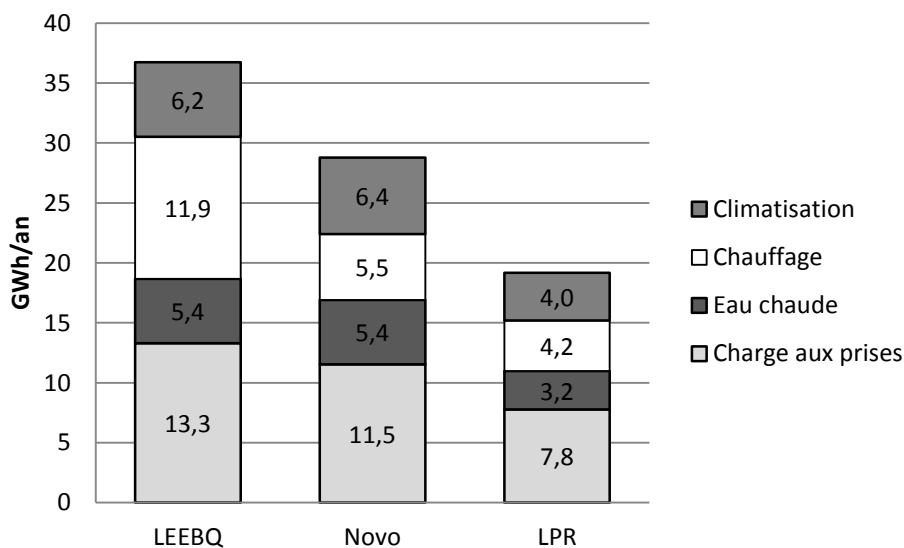


Figure 2.16: Sommaire annuel de la demande énergétique du site pour l'année 10

Ce sommaire permet en premier lieu d'évaluer l'impact des mesures d'efficacité énergétiques à l'échelle du bâtiment. Sur une base annuelle, l'implantation du niveau de performance Novo permet ainsi de réduire de 22% la demande énergétique du site pour les années 10 à 20. Pour le

niveau de performance LPR, cette réduction est de 48%. Le sommaire de la consommation énergétique du site permet également d'évaluer le potentiel du site en vue de l'implantation d'un réseau thermique urbain en se basant sur les seuils d'applicabilité présentés à la section 1.1.4.1. Ainsi, en combinant les charges relatives au chauffage des espaces et de l'eau chaude et en tenant compte de la superficie du site, on obtient les densités de charge annuelles suivantes :

- Pour le niveau LEEBQ : 123 kWh/m²;
- Pour le niveau Novo : 78 kWh/m²;
- Pour le niveau LPR : 53 kWh/m².

En se référant au seuil proposé par Zinko et al. (2008), qui suggère une densité de charge annuelle minimale de 10 kWh/m², il est possible de constater que le site de Petite Rivière présente une densité suffisante pour justifier l'implantation d'un réseau thermique urbain, et ce peu importe le niveau de performance des bâtiments. Toutefois, la rentabilité d'un tel réseau, notamment en ce qui a trait à la période de retour sur investissement, sera grandement influencée par la densité de charge du site. Force est de constater que, paradoxalement, l'implantation de mesures d'efficacité énergétique à l'échelle des bâtiments nuit en quelque sorte à l'implantation de systèmes énergétiques efficaces tels que les réseaux thermiques urbains. Ces aspects seront approfondis davantage au Chapitre 6.

Il est également nécessaire de connaître la charge de pointe lors de la conception d'un système de chauffage et de climatisation. Tout comme la demande énergétique, la charge de pointe augmentera dans le temps lors des dix premières années du projet et se maintiendra lors des dix suivantes (voir la Figure 2.17). À tout moment dans le temps, le système en place devra être en mesure de fournir l'énergie nécessaire pour répondre aux besoins de chauffage (bâtiments et eau chaude) et de climatisation. Cela signifie que la puissance des équipements CVCA au niveau du système central devra être augmentée de manière incrémentielle au fur et à mesure que la phase de construction avancera.

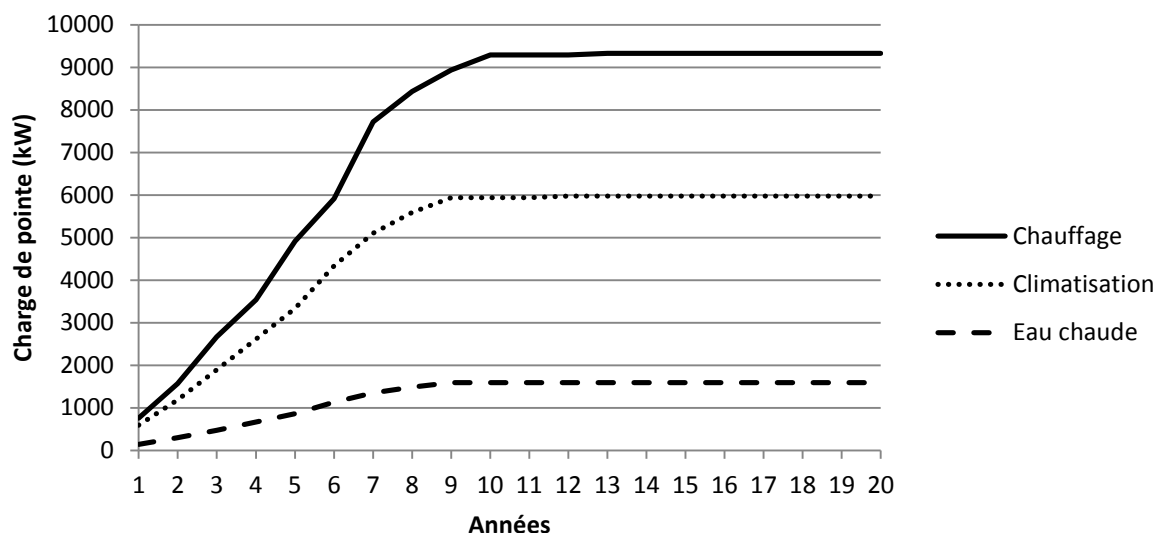


Figure 2.17: Évolution de la charge de pointe du site pour le niveau de performance LEEBQ

La courbe des puissances classées permet le dimensionnement adéquat des équipements de chauffage, tel que décrit à la section 1.1.1. La Figure 2.18 présente la courbe des puissances classées combinant les charges de chauffage des bâtiments et de l'eau chaude sanitaire pour le niveau de performance LEEBQ lors de l'année 10. On peut y voir que la charge thermique totale ne dépasse que très rarement 60% de la charge de pointe. Un équipement de chauffage dimensionné pour répondre à 60% de la charge de pointe pourrait dans ce cas fournir 89% de l'énergie requise pour le chauffage des bâtiments et de l'eau, ce qui correspond au dimensionnement proposé par Lundqvist (2007). Ce ratio est pratiquement identique pour les niveaux de performance Novo et LPR, pour lesquels 60% de la charge de pointe correspond respectivement à 90% et 91% de l'énergie consommée.

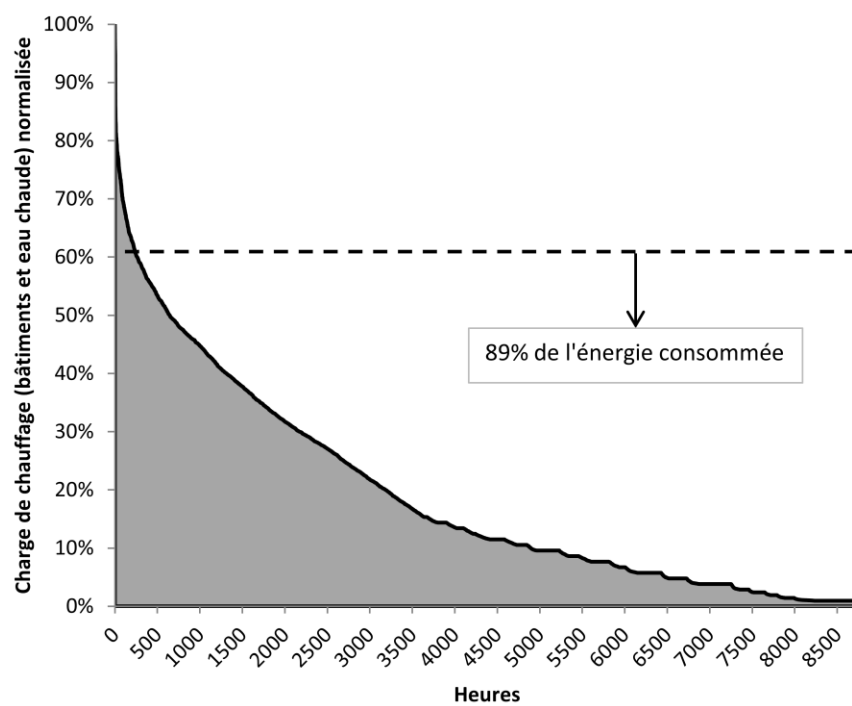


Figure 2.18: Courbe des puissances classées pour l'année 10, niveau de performance LEEBQ

CHAPITRE 3 ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DES OPTIONS ÉNERGÉTIQUES

Les mesures d'efficacité au niveau des bâtiments présentées au chapitre précédant constituent la première étape dans le processus de réduction de la consommation énergétique. La seconde étape consiste à mettre en place un système de chauffage et de climatisation efficace. Dans le cadre du projet Petite Rivière, cinq types de systèmes énergétiques centralisés ont été proposés par l'équipe de conception. Dans le but de choisir quel système serait sélectionné pour une analyse plus détaillée, une évaluation préliminaire des cinq scénarios énergétiques proposés a été effectuée.

Cette évaluation préliminaire consiste essentiellement au calcul de la consommation énergétique pour chacun des systèmes proposés, ainsi que pour deux cas de référence. Après une brève discussion sur les sources d'énergies disponibles, les cinq scénarios proposés de même que les deux cas de référence seront présentés et évalués.

3.1 Sources d'énergie disponibles

Les scénarios énergétiques proposés diffèrent notamment par les sources d'énergie utilisées. Outre l'électricité et le gaz naturel, le biogaz a été considéré comme source d'énergie potentiellement disponible pour le projet. Cette forme d'énergie nécessite toutefois l'implantation d'une usine de biométhanisation sur le site du projet. Afin de représenter cette contrainte du projet réel, il a été considéré que cette forme d'énergie ne serait disponible qu'à compter de la quatrième année du projet. L'utilisation de biogaz est prévue pour les scénarios A, B, C et D.

3.2 Présentation des scénarios énergétiques et hypothèses de modélisation

À ce stade du design, les composants utilisés dans les différents modèles ont été simplifiés étant donné que le niveau de détail requis à cette étape du design est relativement faible. Les systèmes ont été modélisés dans TRNSYS. Les paragraphes ci-dessous résument les hypothèses de modélisation utilisées pour chaque scénario.

3.2.1 Cas de référence

Le premier cas de référence (appelé scénario O) ne comporte aucun réseau centralisé. Tous les bâtiments comportent des systèmes entièrement électriques :

- Le chauffage est effectué grâce à des plinthes électriques ayant une efficacité de 100%;
- La climatisation est effectuée avec des climatiseurs conventionnels ayant un COP de 2,5;
- L'eau chaude domestique (ECD) est produite par des chauffe-eau électriques ayant une efficacité de 100%.

Le second cas de référence (appelé scénario Og) diffère du premier par le fait que le chauffage des bâtiments et la production d'ECD est réalisé localement avec des chaudières au gaz naturel ayant une efficacité de 85%.

3.2.2 Scénario A

Le scénario A consiste en un réseau d'eau chaude alimenté par des pompes à chaleur (PAC) géothermiques à haute température et des chaudières d'appoint. La température d'alimentation est de 70°C. Le scénario A est illustré à la Figure 3.1.

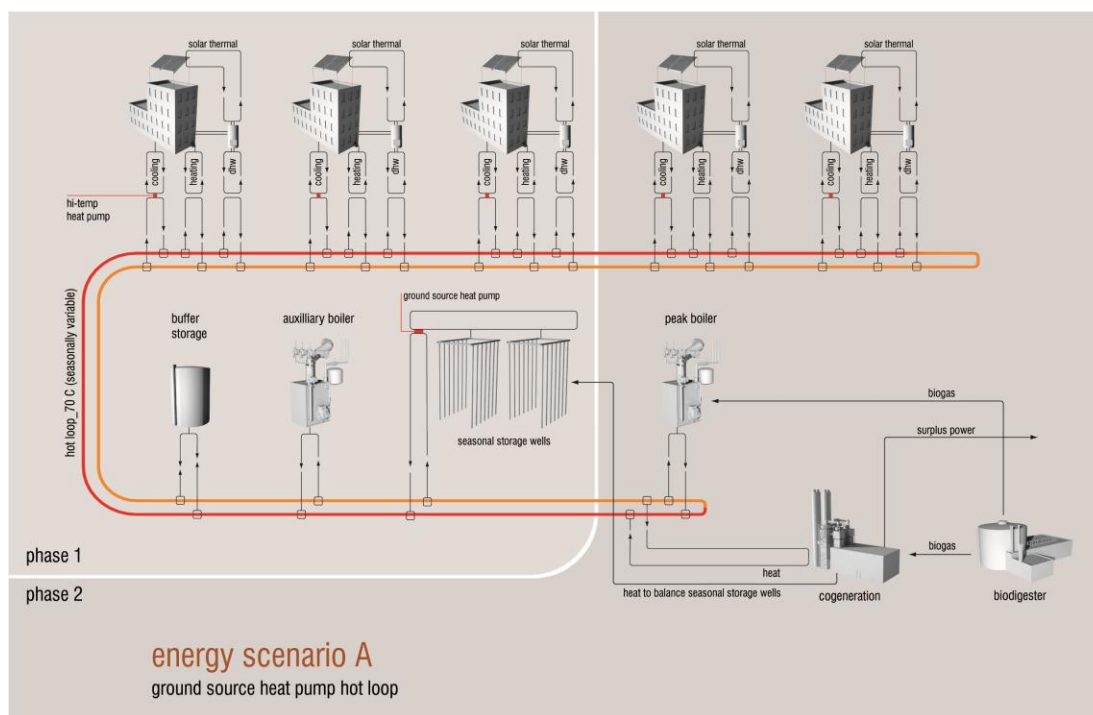


Figure 3.1: Schéma du système énergétique pour le scénario A. Tiré de Pearl et al. (2011).

Les principales hypothèses de modélisation pour ce scénario sont présentées ci-dessous :

- Des échangeurs de chaleur permettent le chauffage des bâtiments et la production d'ECD à partir du réseau central;
- Les PAC à haute température ont un COP de 2,3 et sont dimensionnées pour fournir 75% de la charge de chauffage des bâtiments. La puissance auxiliaire provient de chaudières alimentant le réseau central avec une efficacité de 90%;
- Des PAC situées au niveau des bâtiments permettent de climatiser les bâtiments avec un COP de 1,9 (haute température) et rejettent de la chaleur dans le réseau.
- Lorsque le bilan d'énergie sur la boucle centrale est positif, un rejet de chaleur est effectué directement dans le sol;
- Les pertes thermiques au niveau de la boucle centrale sont évaluées à 5% sur une base annuelle.

Lorsque le biogaz devient disponible :

- Aucune PAC n'est ajoutée au système central;
- Le biogaz est utilisé pour faire de la cogénération et alimenter les chaudières auxiliaires;
- L'unité de cogénération est dimensionnée en fonction de la charge d'ECD avec un stockage thermique de 12 heures;
- L'unité de cogénération produit de l'électricité avec une efficacité de 32% et de la chaleur avec une efficacité de 48% (pour une efficacité totale de 80%).

3.2.3 Scénario B

Le scénario B consiste en un réseau d'eau tiède dans lequel les bâtiments absorbent et rejettent de la chaleur à l'aide de PAC eau-eau. La température de la boucle centrale est maintenue à l'intérieur d'un intervalle allant de 22°C en été à 32°C en hiver à l'aide de PAC géothermiques. Le scénario B est illustré à la Figure 3.2.

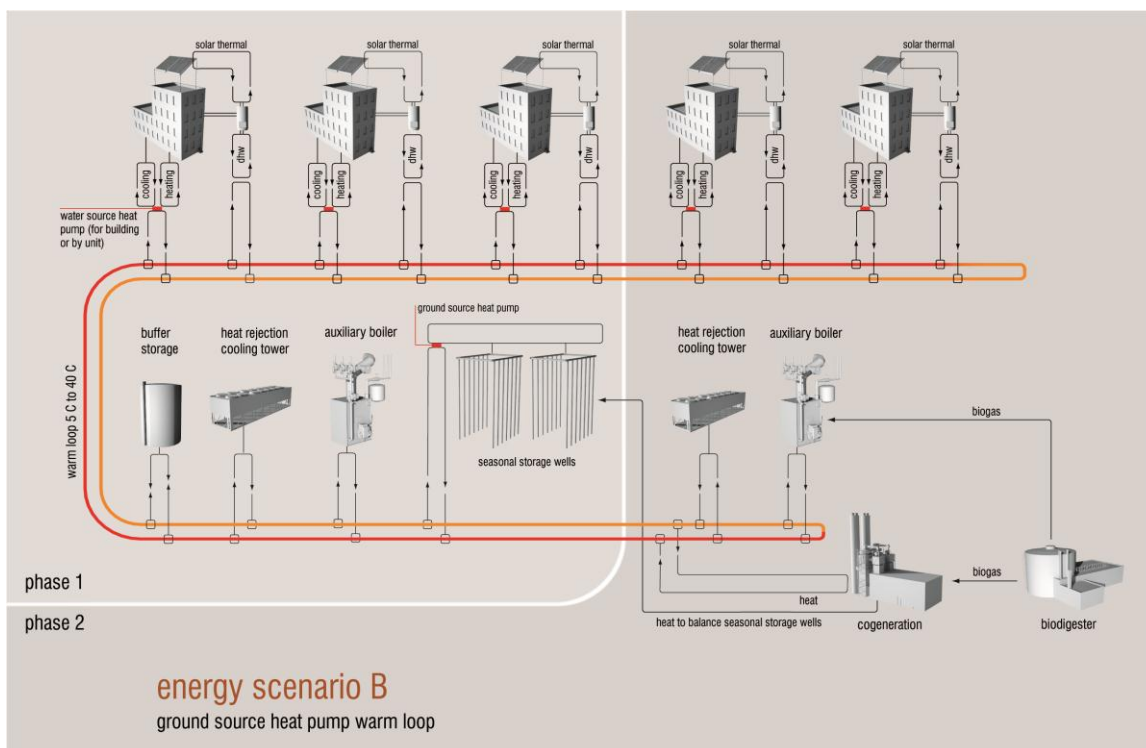


Figure 3.2: Schéma du système énergétique pour le scénario B. Tiré de Pearl et al. (2011).

Les principales hypothèses de modélisation pour ce scénario sont présentées ci-dessous :

- Les PAC des bâtiments ont un COP de 3 en chauffage et de 4 en climatisation. Elles sont dimensionnées pour combler 100% des charges en chauffage et en climatisation des bâtiments;
- L'ECD est produite localement avec des chauffe-eau électriques ayant une efficacité de 100%;
- Les PAC géothermiques ont les mêmes COP que les PAC des bâtiments. Elles sont dimensionnées pour fournir 75% de la charge thermique au niveau de la boucle centrale;
- Des chaudières auxiliaires fournissent l'énergie d'appoint au niveau de la boucle centrale avec une efficacité de 90%;
- Des tours de refroidissement permettent un rejet de chaleur supplémentaire en été avec un COP de 20;
- Les pertes thermiques au niveau de la boucle sont négligeables en raison du faible écart de température entre l'eau et le sol.

Pour la phase 2 :

- Aucune PAC n'est ajoutée au système central;
- Le biogaz est utilisé pour faire de la cogénération et alimenter les chaudières auxiliaires;
- L'unité de cogénération est dimensionnée en fonction de la charge d'ECD avec un stockage thermique de 12 heures;
- L'unité de cogénération produit de l'électricité avec une efficacité de 32% et de la chaleur avec une efficacité de 48% (pour une efficacité totale de 80%).

3.2.4 Scénario C

Le scénario C consiste en un réseau d'eau chaude alimenté par des chaudières. La température d'alimentation est maintenue à 80°C. Le scénario B est illustré à la Figure 3.3.

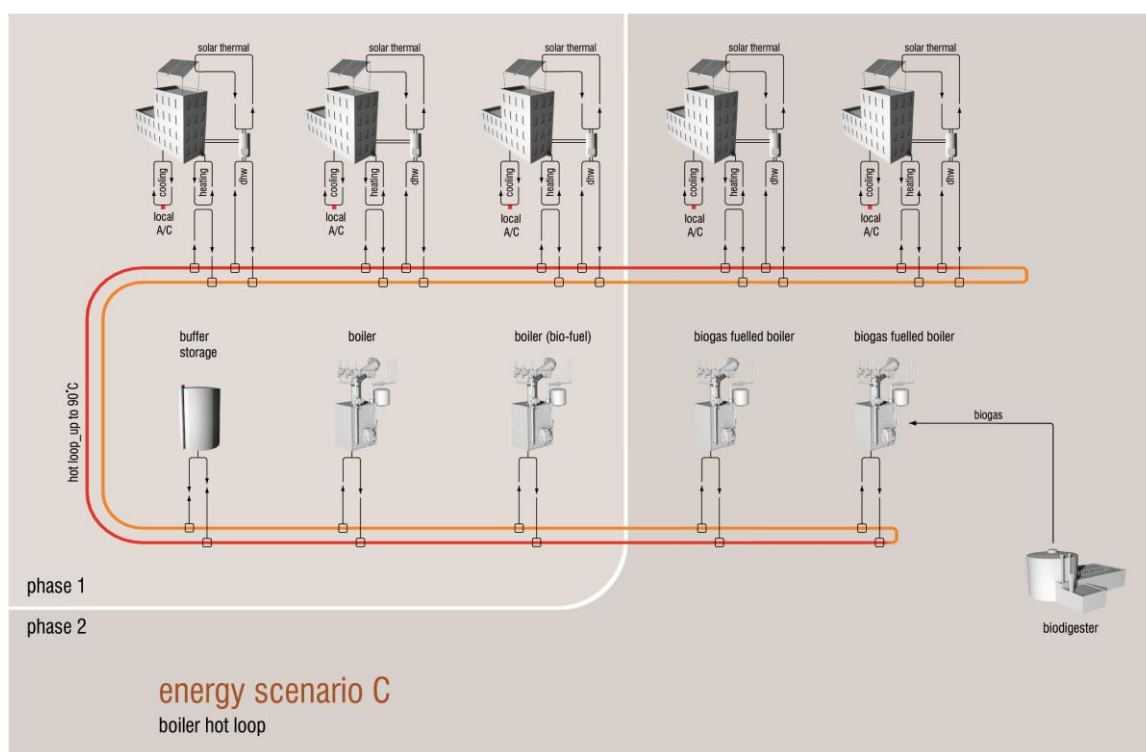


Figure 3.3: Schéma du système énergétique pour le scénario C. Tiré de Pearl et al. (2011).

Les principales hypothèses de modélisation pour ce scénario sont présentées ci-dessous :

- Des échangeurs de chaleur permettent le chauffage des bâtiments et la production d'eau chaude domestique (ECD) à partir du réseau central;

- La climatisation des bâtiments est assurée par des climatiseurs conventionnels ayant un COP de 2,5;
- Les chaudières ont une efficacité de 90%;
- Le combustible utilisé est du gaz naturel pendant les trois premières années, après quoi celui-ci est remplacé par du biogaz;
- Les pertes thermiques du réseau sont évaluées à 5% sur une base annuelle.

3.2.5 Scénario D

Le scénario D combine le réseau d'eau chaude du scénario C à une boucle d'eau refroidie à 6°C. Une unité de cogénération permet de produire assez de chaleur pour la charge de base en hiver. En été, des pompes à chaleur à absorption utilisent la chaleur résiduelle de l'unité de cogénération pour refroidir l'eau de la boucle froide. Le scénario D est illustré à la Figure 3.4.

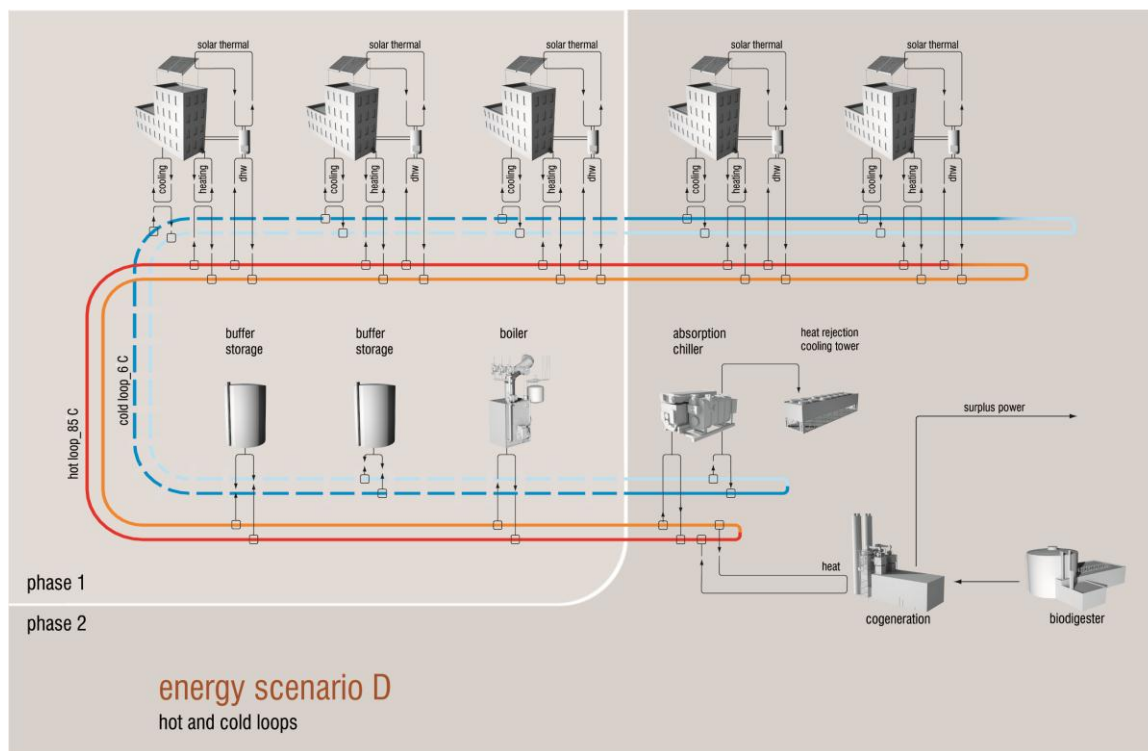


Figure 3.4: Schéma du système énergétique pour le scénario D. Tiré de Pearl et al. (2011).

Les principales hypothèses de modélisation pour ce scénario sont présentées ci-dessous :

- Des échangeurs de chaleur permettent le chauffage des bâtiments et la production d'eau chaude domestique (ECD) à partir de la boucle d'eau chaude. La climatisation des bâtiments est effectuée de la même manière à partir de la boucle d'eau froide;
- L'unité de cogénération est alimentée par du biogaz. Les efficacités électrique et thermique sont de 32% et 48% respectivement;
- Avant que le biogaz ne soit disponible (années 1 à 3), la boucle d'eau chaude est chauffée à l'aide de chaudières ayant une efficacité de 90%. La climatisation des bâtiments est alors assurée par des climatiseurs conventionnels ayant un COP de 2,5;
- La boucle d'eau refroidie est mise en place en même temps que l'unité de cogénération à l'année 4. Le COP des pompes à chaleur à absorption est de 0,7.

3.2.6 Scénario E

Le scénario E consiste en un réseau d'eau tiède similaire à celui présenté au scénario B. Cependant, il est supposé pour ce scénario qu'aucune autre source d'énergie telle que le biogaz ne devient disponible en cours de projet. Le scénario E est illustré à la Figure 3.5.

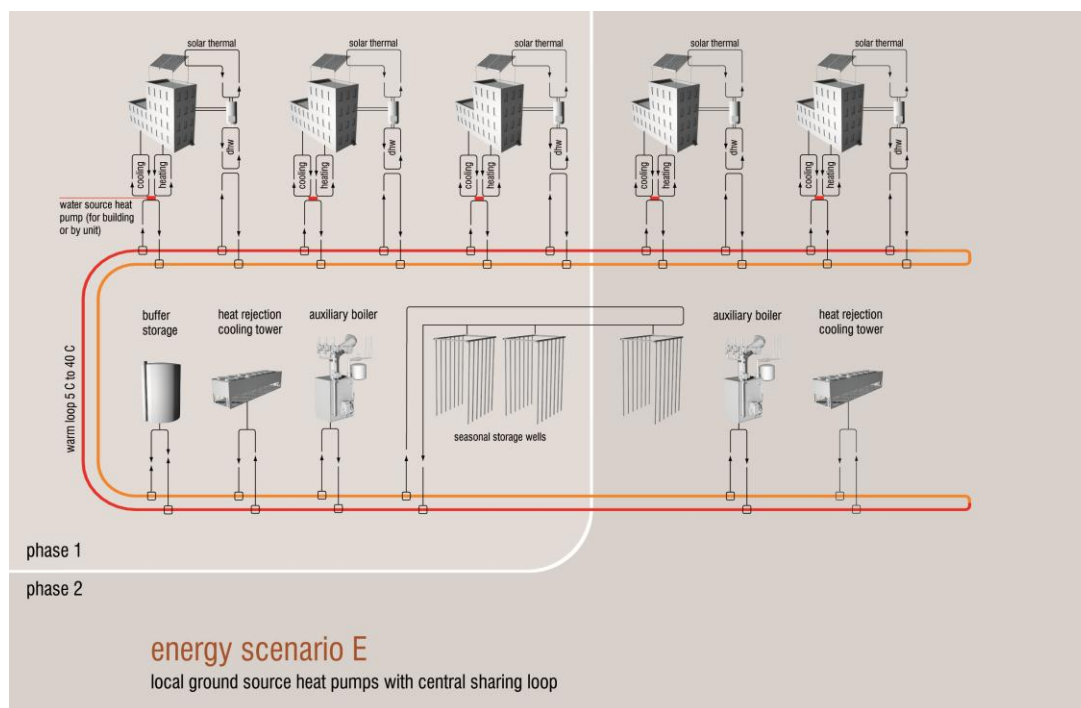


Figure 3.5: Schéma de fonctionnement du système énergétique pour le scénario E. Tiré de Pearl et al. (2011).

Les principales hypothèses de modélisation pour ce scénario sont présentées ci-dessous :

- Les PAC au niveau des bâtiments sont dimensionnées pour fournir 100% de la charge de chauffage et 70% de la charge d'ECD. L'appoint pour l'ECD est effectué à l'aide de chauffe-eau électriques (efficacité=100%);
- Les PAC des bâtiments et les PAC géothermiques ont un COP de 3 en chauffage et de 4 en climatisation;
- Les PAC géothermiques sont dimensionnées pour fournir 75% de la charge thermique au niveau de la boucle centrale;
- Des chaudières auxiliaires fournissent l'énergie d'appoint au niveau de la boucle centrale avec une efficacité de 90%;
- Des tours de refroidissement permettent un rejet de chaleur supplémentaire en été avec un COP de 20;
- Les pertes thermiques au niveau de la boucle sont négligeables en raison du faible écart de température entre l'eau et le sol.

3.3 Résultats

La consommation énergétique de chaque système a été calculée sur une période de 20 ans en utilisant les charges calculées au Chapitre 2. La Figure 3.6 présente les résultats obtenus en fonction du type d'énergie utilisé. Pour les scénarios comprenant une unité de cogénération, l'électricité produite a été soustraite à la demande totale du site. Le Tableau 3.1 présente une brève description des scénarios étudiés.

Tableau 3.1: Tableau synthèse des scénarios A à E

Scénario	Description
A	Boucle chaude, système géothermique hybride, cogénération (phase 2)
B	Boucle mitigée, système géothermique hybride, cogénération (phase 2)
C	Boucle chaude, chaudières au gaz naturel et biogaz (phase 2)
D	Boucles chaudes et froides, chaudières au gaz naturel, trigénération (phase 2)
E	Boucle mitigée, système géothermique hybride

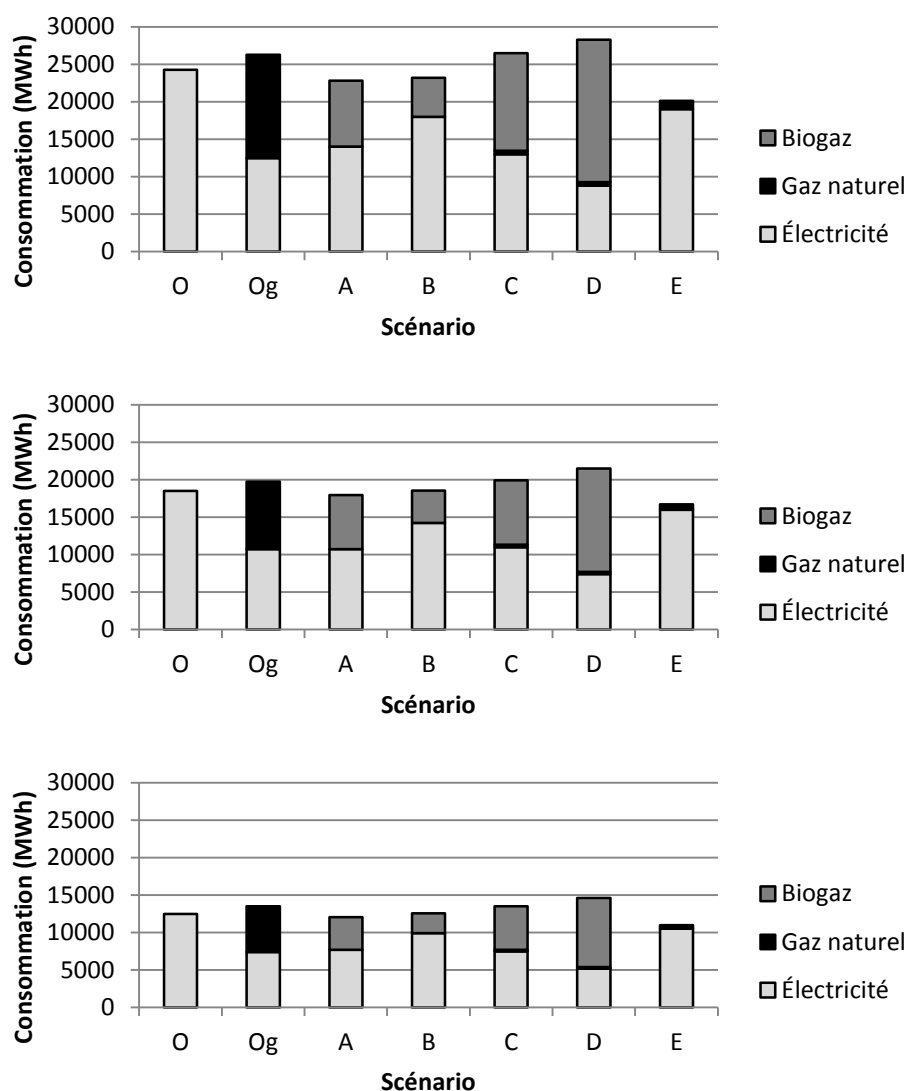


Figure 3.6: Consommation énergétique annuelle moyenne du site pour les niveaux de performance LEEBQ (haut), Novo (milieu) et LPR (bas)

On constate que l'impact le plus important quant à la réduction de la consommation énergétique est dû aux mesures au niveau des bâtiments. Les résultats pour chaque scénario semblent suivre une tendance similaire pour chacun des niveaux de performance.

Seuls les scénarios A, B et E permettent une réduction nette de la consommation énergétique par rapport au scénario O, en raison de l'utilisation de PAC. Le scénario C engendre une consommation similaire au scénario Og, ce qui signifie que les gains en efficacité engendré par la

centralisation des équipements et les pertes thermiques dans le réseau de distribution s'annulent pratiquement. Le scénario D permet la plus grande réduction de la consommation électrique du site. Celle-ci s'achève toutefois au prix d'une importante consommation de biogaz.

L'option d'utiliser des capteurs solaires thermiques pour combler une partie de la charge d'eau chaude domestique a également été étudiée pour chacun des scénarios (Courchesne-Tardif et al., 2011). Cette option a toutefois été écartée afin de maximiser la charge thermique connectée au système central.

Au final, en raison de la réalité énergétique québécoise (électricité bon marché et relativement verte) et de l'incertitude relative à la disponibilité du biogaz sur le site, l'équipe de conception a favorisé un scénario utilisant l'électricité comme principale source d'énergie pour le système central. Un système géothermique hybride centralisé similaire à celui utilisé scénario E a donc été retenu pour une analyse plus détaillée. Dans l'éventualité où l'usine de biométhanisation ne puisse être installée sur le site de Petite Rivière, une autre possibilité serait d'utiliser indirectement le biogaz produit dans un autre emplacement. Cela suppose que le biogaz produit à l'extérieur du site soit raffiné afin d'être injecté dans le réseau de gaz naturel (Poschl, Ward, & Owende, 2010).

CHAPITRE 4 DÉVELOPPEMENT D'UN MODÈLE D'OPTIMISATION POUR UN SYSTÈME GÉOTHERMIQUE HYBRIDE

Les systèmes géothermiques hybrides ont été décrits à la section 1.3, où il a notamment été question de la nécessité d'optimiser la taille des équipements de rejet/ajout de chaleur ainsi que la longueur de l'échangeur géothermique de manière à minimiser le CCV. Le logiciel HyGCHP (Hackel, 2008) a été développé spécifiquement pour faire ce type d'optimisation. HyGCHP n'a toutefois pu être utilisé dans la cadre de cette étude étant donné que la demande énergétique du site augmente ici d'année en année, alors que HyGCHP est conçu dimensionner des systèmes répondant à une demande énergétique annuelle constante.

Un modèle TRNSYS a donc été développé pour étudier la configuration du système énergétique centralisé retenu par l'équipe de conception. Le présent chapitre comprend une description de ce modèle et de l'algorithme d'optimisation utilisé, ainsi qu'une présentation des résultats obtenus.

4.1 Développement du modèle TRNSYS

Le logiciel TRNSYS (TRaNsient SYstem Simulator) est un outil de simulation modulaire ayant d'abord été développé pour modéliser les procédés solaires thermiques. La portée du logiciel s'est élargie avec les années, et la version 17.00.0019 utilisée dans ce mémoire permet notamment la modélisation de bâtiments, de systèmes CVCA, de systèmes de cogénération et bien plus encore. Un modèle TRNSYS comporte généralement plusieurs modules appelés « *Types* ». Chaque *Type* représente un élément tel qu'un capteur solaire, une pompe à chaleur, une chaudière, etc. Il existe une multitude de *Types* disponibles dans les bibliothèques de TRNSYS; l'utilisateur a également la possibilité de développer ses propres composants. Un *Type* comporte généralement des entrées, des sorties et des paramètres que l'utilisateur peut modifier. Ils échangent de l'information entre eux; les sorties d'un *Type* deviennent ainsi les entrées d'un autre. Plusieurs modules ainsi reliés forment un système dont il est possible d'étudier le comportement transitoire grâce à TRNSYS. Le calcul de la valeur de chaque entrée et sortie des modules d'un système est calculée à intervalles réguliers. Le pas de temps utilisé pour une simulation donnée est spécifié par l'utilisateur. Pour plus d'information sur le fonctionnement du logiciel TRNSYS, le lecteur est invité à consulter le manuel de la version 17 de TRNSYS (Klein, et al., 2009).

Pour des raisons de réduction du temps de calcul, les charges des bâtiments ont été calculées indépendamment du processus d'optimisation. Le fait de découpler ainsi les bâtiments du système énergétique ne change strictement rien dans ce cas puisqu'on considère que le système a la capacité de répondre aux charges en tout temps.

4.1.1 Configuration générale du système

Le système étudié est similaire à celui du scénario E présenté au chapitre précédant. Deux modifications ont toutefois été apportées de manière à réduire la complexité du système. Tout d'abord, le système du scénario E comporte à la fois des PAC au niveau du système centralisé et des bâtiments. Il a été choisi de retirer les PAC au niveau du système centralisé, ce qui correspond davantage aux pratiques de design courantes pour ce type de système. La seconde modification consiste à n'utiliser qu'un seul type d'équipement de rejet ou ajout de chaleur, alors que le système du scénario E comprend à la fois des chaudières au gaz et des tours de refroidissement.

En raison du climat relativement froid de Montréal et du fait que le système central subvienne à une partie des besoins en eau chaude, une diminution de la température du sol au niveau de l'échangeur géothermique risque fort de survenir avec les années. L'ajout d'un équipement de chauffage auxiliaire permettrait dans ce cas une réduction de la taille de l'échangeur géothermique et possiblement une diminution du CCV. C'est pourquoi un système hybride avec des chaudières au gaz a été retenu pour une étude plus approfondie.

Un système géothermique hybride avec chaudières au gaz comprend trois éléments principaux : les pompes à chaleur, l'échangeur géothermique et les chaudières. La configuration retenue pour le système hybride, telle qu'illustrée à la Figure 4.1, est inspirée du modèle proposé par Chiasson et al. (2010). La chaudière a été placée en aval de l'échangeur géothermique, conformément aux recommandations formulées dans le rapport TRP-1384 de l'ASHRAE (Hackel, 2008). Comme il est fort probable que la température du fluide en aval de la chaudière soit supérieure à la température moyenne du sol, il serait incohérent d'un point de vue thermique de placer cette dernière en amont de l'échangeur géothermique.

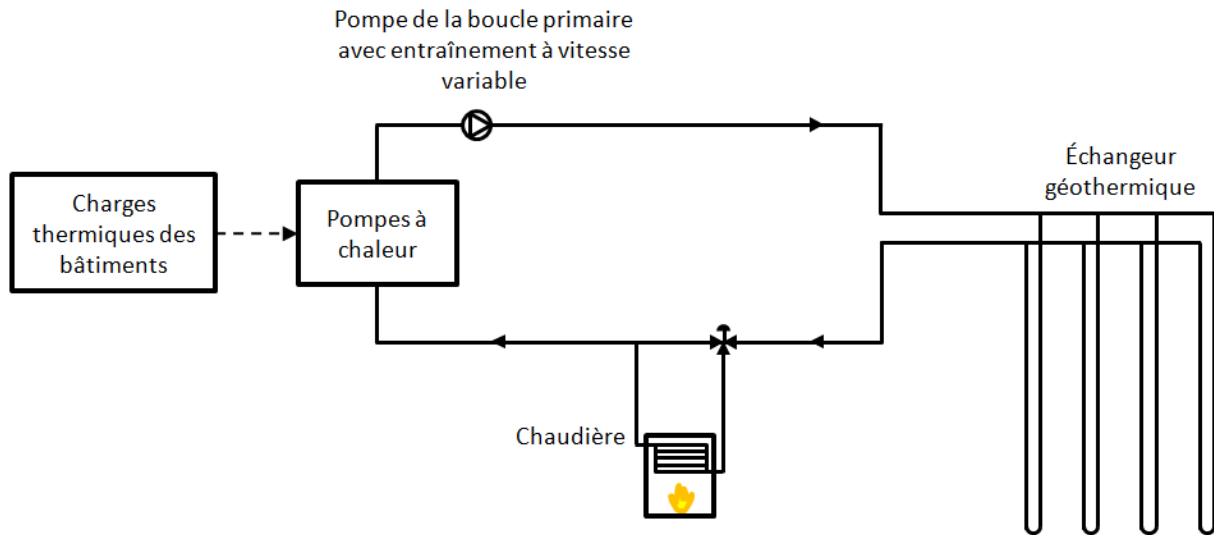


Figure 4.1: Configuration du système géothermique hybride

Les propriétés du fluide caloporteur circulant dans les boucles primaires et secondaires seront assimilées à celle de l'eau dans le cadre de cette étude.

4.1.2 Modèle d'échangeur géothermique

Le modèle d'échangeur géothermique utilisé est le Type557 de TRNSYS, qui permet de modéliser différents types d'échangeurs verticaux. Le Type557 se base sur le modèle DST (pour *Duct ground heat STorage model*) développé au département de mathématiques et de physique de l'Université de Lund (Hellström, 1989). Bien que présentant certaines limitations (Chapuis, 2009), le modèle DST est l'un des plus couramment utilisé pour simuler le comportement des échangeurs géothermiques.

Dans le modèle DST, le nombre (N_{puits}) et la profondeur (H) des puits, de même que le volume total de stockage ($V_{stockage}$) sont des paramètres définis par l'utilisateur. À partir de ces données, le modèle calcule l'espacement (E) entre les puits et les répartit uniformément à l'intérieur du volume, qui est de forme cylindrique. La relation entre ces paramètres est exprimée ci-dessous :

$$V_{stockage} = \pi \cdot (0.525 \cdot E)^2 \cdot H \cdot N_{puits} \quad (4.1)$$

Pour une description plus détaillée du modèle DST, le lecteur est invité à consulter le mémoire de maîtrise de Simon Chapuis (2009).

Le Type557 reçoit en entrée à chaque pas de temps le débit et la température du fluide caloporteur et calcule la température de sortie du fluide, la température moyenne du sol ainsi que le transfert thermique au fluide. L'utilisateur doit spécifier certains paramètres ayant trait aux propriétés thermiques du sol ainsi qu'aux dimensions de l'échangeur géothermique. Les puits géothermiques modélisés dans cette étude sont de type « tubes en U », tel qu'illustré à la Figure 4.2.

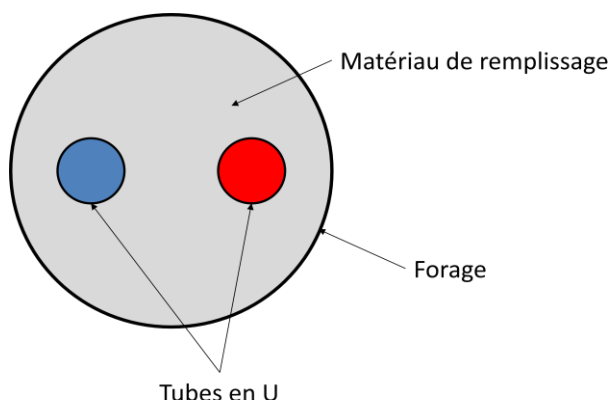


Figure 4.2: Géométrie d'un puits géothermique à tubes en U

Parmi tous les paramètres d'entrée du modèle d'échangeur géothermique, seule la longueur totale de l'échangeur fera partie des variables à optimiser. Pour ce faire, la profondeur des puits sera maintenue constante et le nombre de puits sera amené à varier. Les autres paramètres (propriétés thermiques du sol, diamètre de forage, etc.) seront définis en fonction du site d'implantation et des pratiques courantes de l'industrie.

4.1.3 Modèle de pompe à chaleur

Les pompes à chaleur modélisées dans ce système utilisent la boucle centrale pour puiser ou rejeter de la chaleur et subvenir aux charges thermiques des bâtiments. Les PAC transfèrent donc de la chaleur entre les bâtiments et la boucle primaire du système géothermique hybride, et ce dans les deux directions.

Il est important de mentionner que l'objectif de cette étude n'est pas le dimensionnement des pompes à chaleur, mais bien de l'échangeur géothermique et des équipements supplémentaires de

rejet/ajout de chaleur. C'est pourquoi le modèle de PAC développé sera en mesure de combler à tout moment les charges provenant des bâtiments. Ces charges représentent la totalité des besoins en chauffage et en climatisation. Afin de maximiser la charge reliée au système centralisé et ainsi augmenter sa rentabilité potentielle, l'équipe de conception a également choisi d'utiliser les PAC pour combler la charge d'eau chaude domestique. En raison de la température plus élevée requise pour la production de l'eau chaude domestique (généralement 60°C) que pour le chauffage des espaces, la proportion de la charge en eau chaude domestique comblée par les PAC a été limitée à 70% (la puissance auxiliaire sera fournie localement par des chauffe-eau électriques).

Dans la réalité, une multitude de petites PAC desserviront les dizaines de bâtiments présents sur le site de Petite Rivière. Chacune de ces PAC pourra être mise en marche et fonctionner en mode chauffage ou climatisation indépendamment de toutes les autres. Il se pourrait donc qu'au même moment une partie des PAC fonctionne en mode chauffage, une autre partie en mode climatisation et une dernière partie ne soit pas en fonction. Le modèle proposé pour représenter un tel comportement ne comprend que deux PAC (l'une en mode chauffage et l'autre en mode climatisation) dont il est possible de moduler la capacité de manière linéaire entre l'état d'arrêt complet et le fonctionnement à pleine puissance. La validité d'un tel modèle, dans lequel le nombre réel de PAC est inconnu, a été démontrée par Hackel (2008); elle dépend entre autres de l'indépendance entre la performance (COP) à pleine charge d'une PAC donnée et la capacité de celle-ci.

Les PAC modélisées sont de type eau-eau, ce qui signifie que les fluides circulant tant du côté source que du côté charge sont des liquides. Des relations empiriques ont été développées pour déterminer les COP en chauffage et en climatisation des PAC. Les données de performance du modèle TMW 120 du fabricant ClimateMaster ont été utilisées à cette fin. Le COP dépend à la fois des conditions du fluide (débit et température) du côté source et du côté charge de la PAC. Toutefois, en raison du découplage entre les bâtiments et le système géothermique, les conditions du côté charge sont inconnues. De plus, puisque le nombre de PAC en fonction n'est pas spécifié par le modèle, le débit côté source est également inconnu. En conséquence, des valeurs de design ont donc été utilisées; celles-ci sont spécifiées au Tableau 4.1. Le modèle néglige donc le fonctionnement à charge partielle des PAC.

Tableau 4.1: Conditions de design du fluide à l'entrée de la PAC

Mode	Paramètre	Valeur
Climatisation	Température à l'entrée côté charge (°C)	15.5
	Débit côté charge (L/s)	1.9
	Débit côté source (L/s)	1.9
Chauffage	Température à l'entrée côté charge (°C)	37.8
	Débit côté charge (L/s)	1.9
	Débit côté source (L/s)	1.9

Tant en climatisation qu'en chauffage, le COP ne dépend plus alors que de la température du fluide à l'entrée côté source. Les équations 3.1 et 3.2 ci-dessous sont des relations polynomiales du second degré représentant l'évolution du COP en chauffage et en climatisation en fonction de la température du fluide à l'entrée des PAC du côté source. La correspondance entre les COP ainsi calculés et les données du fabricant est montrée à la Figure 4.3. Il est à noter que des limites existent quant à la température d'entrée côté source, au-delà desquelles il n'est pas possible d'opérer les PAC. Pour le modèle choisi, elle ne peut descendre en-deçà de $-6,7^{\circ}\text{C}$ en mode chauffage et être supérieure à $48,9^{\circ}\text{C}$ en mode climatisation.

$$COP_{\text{chauf}} = 3,5096 + 0,0788 T_{\text{source,in}} - 0,0005 T_{\text{source,in}}^2 \quad (4.2)$$

$$COP_{\text{clim}} = 9,7112 - 0,2036 T_{\text{source,in}} + 0,0012 T_{\text{source,in}}^2 \quad (4.3)$$

Il est à noter que les courbes de la Figure 4.3 ne sont en aucun cas extrapolées puisqu'elles correspondent à la plage de fonctionnement spécifiée par le manufacturier. Dans le modèle, une limite supérieure au COP a été imposée advenant le cas où la température du fluide à l'entrée de la PAC soit supérieure à $26,7^{\circ}\text{C}$ en mode chauffage ou inférieure à $10,0^{\circ}\text{C}$ en mode climatisation.

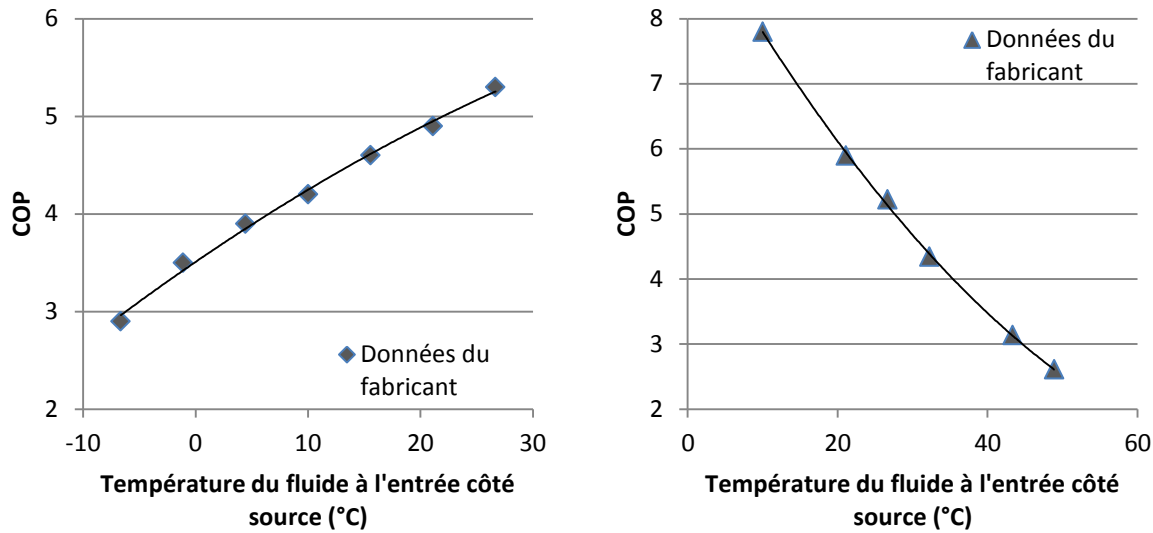


Figure 4.3: Évolution du COP en chauffage (gauche) et en climatisation (droite) en fonction de la température du fluide à l'entrée côté source

On calcule ensuite la puissance électrique requise au compresseur à l'aide des relations 4.4 et 4.5 :

$$W_{\text{comp, chauff}} = \frac{Q_C}{COP_{\text{chauf}}} \quad (4.4)$$

$$W_{\text{comp, clim}} = \frac{Q_F}{COP_{\text{clim}}} \quad (4.5)$$

Un bilan d'énergie sur la PAC permet de calculer la quantité de chaleur absorbée ou rejetée du côté de la boucle géothermique (côté source).

$$Q_{\text{source, chauff}} = Q_C - W_{\text{comp, chauff}} \quad (4.6)$$

$$Q_{\text{source, clim}} = Q_F + W_{\text{comp, clim}} \quad (4.7)$$

Les PAC absorbent de la chaleur de la boucle primaire lorsqu'elles fonctionnent en mode chauffage, alors qu'elles en rejettent en mode climatisation. Tel que mentionné précédemment, il peut arriver que des PAC différentes fonctionnent en mode chauffage et en mode climatisation simultanément. Il est donc nécessaire de calculer l'échange de chaleur net entre les PAC et la boucle primaire pour obtenir la température du fluide à la sortie des PAC :

$$Q_{\text{source,net}} = Q_{\text{source,clim}} - Q_{\text{source,chauf}} \quad (4.8)$$

$$T_{\text{source,out}} = T_{\text{source,in}} + \frac{Q_{\text{source,net}}}{\dot{m}_{\text{fluide}} \times C_{p,\text{fluide}}} \quad (4.9)$$

Un échange de chaleur net positif entraînera donc une augmentation de la température du fluide de la boucle primaire au niveau de la pompe à chaleur, et inversement.

4.1.4 Modèle de chaudière

Le Type6 de TRNSYS a été utilisé comme modèle de chaudière. Il s'agit d'un modèle simplifié pour lequel l'efficacité est constante (une valeur de 90% a été utilisée). L'autre paramètre important de ce modèle est la capacité de chauffage de la chaudière, qui fait partie des variables à optimiser.

Le fonctionnement de la chaudière est régi par une température de consigne. Lorsque la chaudière est en marche, elle tentera d'élever la température du fluide jusqu'à la température de consigne tant que sa capacité de chauffage le lui permettra. La stratégie de contrôle employée quant à la mise en marche de la chaudière est décrite à la section 4.1.6.

4.1.5 Pompe et circuit hydronique

La pompe de circulation ainsi que les autres éléments du circuit hydronique (vannes, mélangeurs, etc.) ont été modélisés avec des composants standard de TRNSYS. La pompe de la boucle primaire détermine le débit de fluide y circulant. Un entraînement à vitesse variable permet de moduler le débit de la pompe en fonction de la charge de façon proportionnelle. Autrement dit, le ratio entre la charge actuelle et la charge maximale est le même que le ratio entre le débit actuel et le débit maximal à chaque pas de temps. Une marge de réglage effective de 30% a été utilisée communément aux pratiques de design courantes (le débit ne peut être inférieur à 30% du débit maximal). La longueur du réseau est estimée à 10 km et les pertes de charge à 300 Pa/m.

Une vanne à trois voies permet de faire circuler le fluide vers la chaudière lorsque celle-ci est mise en marche. La vanne est contrôlée de manière à ce que la totalité du débit soit dirigée dans l'une ou l'autre des branches de sortie.

4.1.6 Stratégie de contrôle du système hybride

Afin de déterminer si la chaudière est mise en marche ou non, la température du fluide à la sortie de l'échangeur géothermique ($T_{GHX,out}$) est comparée à une température de contrôle T_C .

- Si $T_{GHX,out} > T_C$, la chaudière n'est pas mise en marche et le débit est envoyé directement aux PAC;
- Si $T_{GHX,out} < T_C$, la chaudière est mise en marche et le débit est dirigé vers celle-ci.

La température T_C est l'un des paramètres à optimiser dans le système. Il est à noter qu'une température de contrôle élevée entraînera une plus grande utilisation de la chaudière. La température de contrôle correspond à la température de consigne de la chaudière.

4.1.7 Augmentation de la demande énergétique

Afin de tenir compte de l'accroissement du nombre de bâtiments sur le site de Petite Rivière (et donc de la demande énergétique) lors des dix premières années (voir section 2.3), les capacités des différents équipements devront également augmenter dans le temps. De manière à représenter une telle évolution, la période d'analyse a été divisée en trois phases au cours desquelles le nombre de puits géothermiques, la capacité de chauffage des chaudières ainsi que le débit nominal de la pompe seront augmentés de manière incrémentale. L'augmentation des capacités aura lieu au début de chaque phase et sera proportionnelle à l'augmentation du nombre de bâtiments (et donc de la charge de pointe) pendant celle-ci. Les phases d'augmentation des capacités sont définies au Tableau 4.2.

Tableau 4.2: Phases d'augmentation des capacités

Phase	Années	Pourcentage de la capacité finale disponible
1	1 à 3	31%
2	4 à 6	73%
3	7 à 20	100%

L'augmentation du nombre de puits géothermiques lors des trois phases a été réalisée en utilisant plusieurs instances du Type557 (le code du Type557 a dû être légèrement modifié à cette fin).

Ainsi, les champs de puits géothermiques mis en fonction au début des phases 2 et 3 ne seront pas influencés thermiquement par le fonctionnement du système lors des années antérieures.

4.2 Implémentation de l'algorithme d'optimisation

L'implémentation d'un algorithme d'optimisation dans le logiciel TRNSYS est notamment possible par un couplage avec le programme d'optimisation GenOpt (LBNL, 2010). Il est toutefois nécessaire de définir au préalable la fonction à minimiser, les paramètres à optimiser ainsi que l'algorithme d'optimisation utilisé.

4.2.1 Fonction à minimiser

L'objectif recherché par l'optimisation d'un système géothermique hybride est la minimisation du coût du cycle de vie (CCV). Tel que mentionné préalablement, le CCV tient compte à la fois des coûts initiaux du système (échangeur géothermique, chaudières) ainsi que des coûts d'exploitation actualisés (électricité, gaz, maintenance) encourus pendant la période d'analyse choisie qui est de 20 ans.

Les coûts reliés à l'achat des PAC, à l'installation du réseau de distribution ainsi qu'au fonctionnement des pompes de circulation n'a pas été pris en compte lors de l'optimisation puisqu'ils ne sont pas appelés à varier significativement d'un système à l'autre. Ces paramètres dépendent en effet avant tout de la charge au niveau des bâtiments (et donc du niveau de performance de ceux-ci).

4.2.2 Paramètres à optimiser

Les paramètres de design à optimiser sont ceux qui seront amenés à varier dans le but de déterminer la configuration optimale du système choisi. Dans le cas du système géothermique hybride étudié, les paramètres à optimiser sont la longueur de l'échangeur géothermique, la capacité de chauffage des chaudières ainsi que la température de contrôle T_C . Il aurait été possible d'inclure ici d'autres variables telles que l'espacement entre les puits ainsi que les débits. L'ajout de paramètres à optimiser augmente cependant considérablement le nombre d'itérations requises par l'algorithme; c'est pourquoi il a été choisi de se limiter aux trois paramètres principaux.

4.2.3 Algorithme d'optimisation

Le logiciel GenOpt permet l'utilisation d'une dizaine d'algorithmes d'optimisation. Le choix d'un algorithme d'optimisation approprié dépend notamment du type de variables présentes (continues, discrètes ou les deux) ainsi que du type de fonction à minimiser. Fait à noter, plusieurs algorithmes d'optimisation peuvent convenir à l'étude d'un même problème.

Pour les problèmes dont l'objectif est de minimiser une fonction de type coût à l'aide d'un logiciel de simulation tel que TRNSYS et présentant des variables continues, l'utilisation de l'algorithme de Hooke-Jeeves est notamment recommandée dans le manuel d'utilisation de GenOpt (LBNL, 2010). Les paramètres de fonctionnement utilisés pour cet algorithme sont présentés en annexe.

CHAPITRE 5 APPLICATION DU MODÈLE

Dans ce chapitre, le modèle présenté au chapitre précédant sera appliqué à l'étude de cas portant sur le projet Petite Rivière. Les charges thermiques obtenues pour les trois niveaux de performance décrits au chapitre 2 seront utilisées pour effectuer le dimensionnement de systèmes géothermiques hybrides.

Pour ce faire, il convient tout d'abord d'établir les paramètres d'entrée du modèle. Le dimensionnement de systèmes géothermiques non-hybrides sera ensuite effectué, après quoi le modèle présenté au chapitre précédent sera utilisé pour dimensionner des systèmes géothermiques hybrides.

5.1 Paramètres d'entrée du modèle

5.1.1 Propriétés du sol et de l'échangeur géothermique

Les paramètres de l'échangeur géothermique sont spécifiés au Tableau 5.1. Les propriétés thermiques du sol sont tirées des résultats d'un essai de réponse thermique effectué dans la région de Montréal (Chapuis, 2009). Ces données représentent la meilleure approximation disponible pour le site de Petite Rivière. Il est toutefois important de mentionner que les propriétés thermiques du sol influencent grandement la performance (et donc les dimensions) de l'échangeur, d'où l'importance d'effectuer un essai de réponse thermique préalablement à la conception de tout système géothermique.

Tableau 5.1: Paramètres de l'échangeur géothermique modélisé avec le Type557

Paramètre	Valeur	Unité
Sol		
Conductivité thermique	2.25	W/m-K
Chaleur spécifique volumétrique	2.0	MJ/m ³ -K
Température non perturbée du sol	10	°C
Puits		
Espacement	7	m
Longueur	150	m
Profondeur de la tête de puits sous la surface	0	m
Diamètre	0.1016	m
Nombre de puits en série	1	(-)
Conductivité thermique du coulis de remplissage	2.0	W/m-K
Tube en U		
Nombre par puits	1	(-)
Rayon extérieur du tuyau	0.01664	m
Rayon intérieur du tuyau	0.01372	m
Distance centre à centre entre les tuyaux	0.0508	m
Conductivité thermique	0.42	W/m-K
Fluide		
Masse volumique	1000	kg/m ³
Chaleur spécifique	4.19	kJ/kg-K

5.1.2 Paramètres économiques

Les paramètres économiques nécessités par le calcul du CCV doivent être estimés de la manière la plus réaliste possible. Il est toutefois impossible de prédire avec certitude l'évolution de certains paramètres, tels que les taux d'intérêt et d'inflation. Les valeurs présentées au Tableau 5.2 reflètent les tendances actuelles du marché et proviennent notamment de la Banque du Canada (Banque du Canada, 2011) et du Centre interuniversitaire de recherche, de liaison et de transfert des savoirs en analyse des organisations (CIRANO, 2011). Les coûts unitaires relatifs à l'installation et la maintenance des équipements ont été évalués par le partenaire industriel du projet.

Tableau 5.2: Paramètres économiques utilisés dans l'étude de cas

Paramètre	Valeur
Général	
Taux d'intérêt	4,5%
Taux d'inflation - général	2%
Taux d'inflation - énergie	4%
Coûts d'achat	
Chaudière de 500 kW	45 500 \$
Échangeur géothermique	78\$/m
Coûts de maintenance	
Chaudière de 500 kW	1 200\$/an
Échangeur géothermique	négligeable
Coûts de l'énergie	
Électricité - énergie*	0.054 \$/kWh
Électricité – puissance*	
décembre à mars	6.21 \$/kW
avril à novembre	1.26 \$/kW
Gaz naturel**	0.043 \$/kWh

*Basé sur le tarif résidentiel pour immeubles à logements multiples (Hydro-Québec, 2011)

**Inclut le coût du transport

5.2 Systèmes géothermiques non-hybrides

Le dimensionnement de systèmes géothermiques non-hybrides a été réalisé de manière à pouvoir comparer les systèmes ainsi obtenus aux systèmes hybrides pour chaque niveau de performance. Le dimensionnement d'un système non hybride ne nécessite pas d'optimisation; il convient toutefois de s'assurer que l'échangeur géothermique soit suffisamment long pour que les limites de température à l'entrée des PAC soient respectées (-6,7°C en chauffage et 48,9°C en climatisation).

5.2.1 Réponse thermique du sol

En raison de l'important déséquilibre des charges thermiques en chauffage et en climatisation pour le niveau de performance LEEBQ, une dégradation de la température du sol au niveau des puits géothermiques survient au cours des années. Cette dégradation entraîne une augmentation de la longueur de l'échangeur géothermique requise (et donc des coûts du système). La Figure 5.1 montre l'évolution de la température moyenne du sol pour chacun des trois champs

géothermiques. On peut y observer que la dégradation thermique débute lors de la mise en service, soit aux années 1, 4 et 7 pour les phases 1, 2 et 3 respectivement.

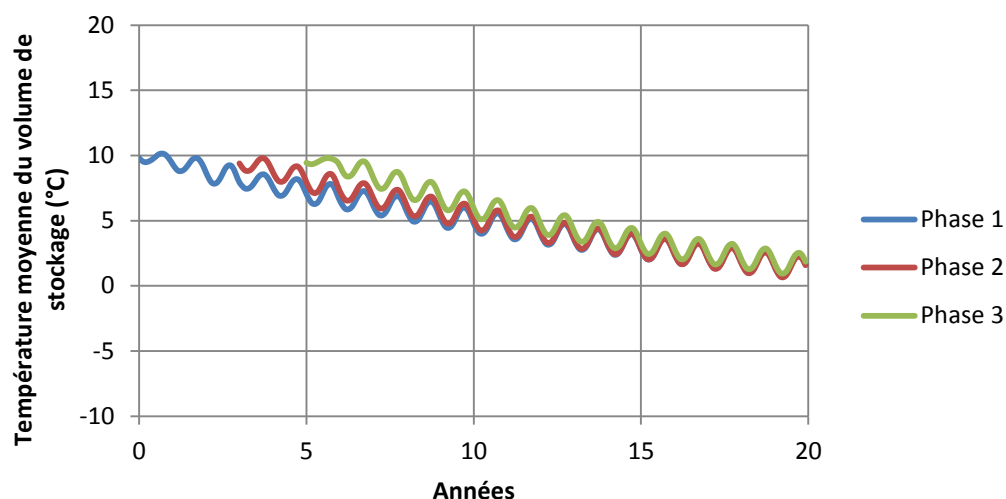


Figure 5.1: Évolution de la température moyenne des champs géothermiques pour le niveau de performance LEEBQ

L'évolution de la température moyenne des champs géothermiques est illustrée à la Figure 5.2 pour le niveau de performance Novo et à la Figure 5.3 pour le niveau de performance LPR. Dans les deux cas, la dégradation thermique du sol est beaucoup moins marquée que pour le niveau de performance LEEBQ; elle est même presque inexistante pour le niveau de performance Novo. Cela est dû au fait que l'amélioration de la performance des bâtiments modifie le ratio entre les charges de climatisation et de chauffage.

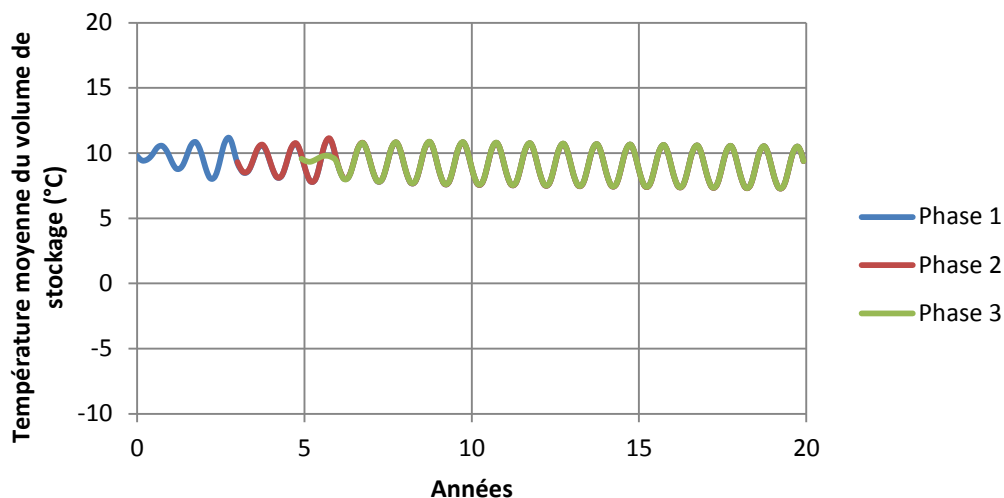


Figure 5.2: Évolution de la température moyenne des champs géothermiques pour le niveau de performance Novo

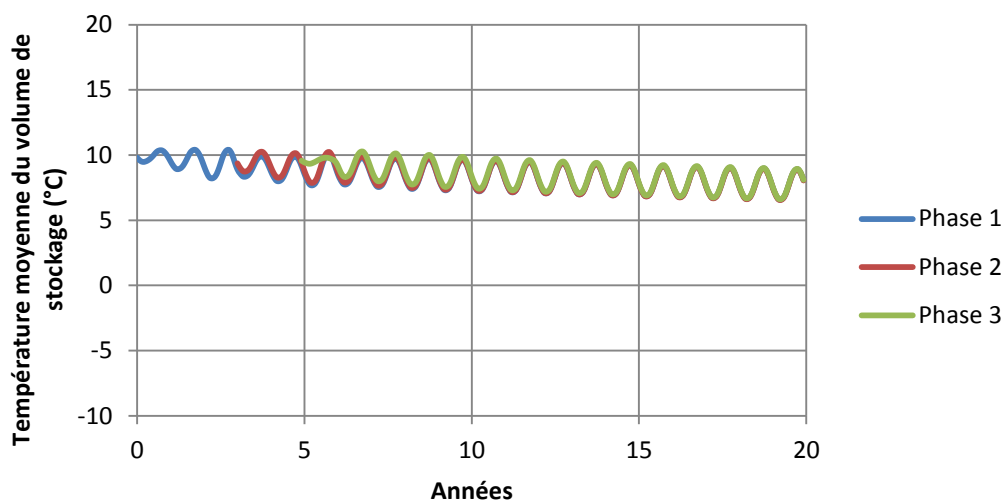


Figure 5.3: Évolution de la température moyenne des champs géothermiques pour le niveau de performance LPR

Une autre conséquence de la dégradation de la température du sol est la modification de la performance des PAC. En mode chauffage, la dégradation affectera le COP de manière négative alors que ce sera l'inverse en mode climatisation. La Figure 5.4 présente l'évolution annuelle du COP moyen en chauffage pour le mois de janvier et en climatisation pour le mois de juillet pour le niveau LEEBQ.

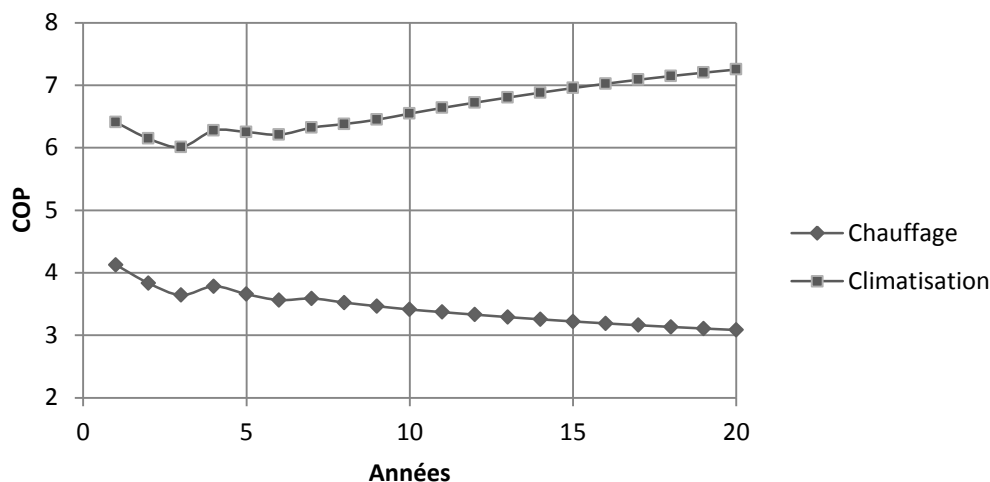


Figure 5.4: Évolution du COP moyen en chauffage (janvier) et en climatisation (juillet) en fonction du temps pour le niveau de performance LEEBQ

5.2.2 Résultats

Les résultats obtenus relativement au dimensionnement des systèmes géothermiques non-hybrides sont présentés au Tableau 5.3.

Tableau 5.3: Résultats du dimensionnement pour les systèmes géothermiques non-hybrides

Niveau de performance	Température minimale d'alimentation aux PAC (°C)	Température maximale d'alimentation aux PAC (°C)	Longueur totale de l'échangeur* (m)
LEEBQ	-6.45	16.90	217 500
Novo	-5.75	33.80	52 500
LPR	-5.94	25.97	45 000

*Total des trois phases

Ces résultats permettent de voir à quel point la longueur totale requise pour l'échangeur thermique dépend à la fois de l'importance des charges thermiques et du déséquilibre entre les charges en chauffage et en climatisation. La dégradation thermique du sol observée pour le niveau LEEBQ, et dans une moindre mesure la faible performance énergétique au niveau des bâtiments, nécessite un échangeur aux dimensions impressionnantes. C'est également pourquoi le

niveau LEEBQ présente le plus grand potentiel de réduction de la longueur de l'échangeur géothermique requis advenant l'implantation d'un système hybride.

Il est également intéressant de constater que dans chaque cas, c'est la température minimale d'alimentation aux PAC qui s'avère critique pour le dimensionnement de l'échangeur. Cette température minimale est atteinte lors de la dernière année de l'analyse, soit lorsque la température moyenne du volume de stockage est la plus faible. Cela vient confirmer l'hypothèse selon laquelle l'ajout de chaudières au système géothermique permettra de réduire la longueur requise de l'échangeur géothermique.

5.3 Systèmes géothermiques hybrides

En appliquant le modèle présenté au chapitre précédant, des paramètres de design optimaux ont pu être identifiés pour les systèmes géothermiques hybrides. Afin de s'assurer que l'algorithme d'optimisation convergerait effectivement vers le minimum absolu de la fonction à optimiser et non vers un minimum local, plusieurs optimisations ont été effectuées en utilisant des points de départ différents.

5.3.1 Résultats

Au Tableau 5.4 est présenté le sommaire des résultats obtenus relativement au design des systèmes géothermiques hybrides pour les trois niveaux de performance des bâtiments. Certains résultats relatifs au cas de référence (les systèmes géothermiques non-hybrides) y ont également été insérés à titre comparatif.

Tableau 5.4: Sommaire des résultats obtenus dans le cadre du design des systèmes géothermiques hybrides

Résultat	Unité	Niveau de performance		
		LEEBQ	Novo	LPR
Longueur totale de l'échangeur géothermique - cas de référence	m	217 500	52 500	45 000
Longueur totale de l'échangeur géothermique - système hybride	m	45 000	37 500	24 450
Réduction de la longueur de l'échangeur géothermique	%	79%	29%	46%
Capacité des chaudières	kW	2500	450	650
Réduction de la longueur de l'échangeur géothermique proportionnellement à la capacité des chaudières	m/kW	69	33	32
Température de contrôle des chaudières (T_C)	°C	0.0	-1.0	-0.5
CCV	M\$	8.85	5.38	3.73
Température minimale d'alimentation aux PAC	°C	-6.6	-6.1	-6.7
Température maximale d'alimentation aux PAC	°C	39.4	45.6	44.6
Nombre d'heures de fonctionnement des chaudières - moyenne annuelle	h	3733	634	1722
Énergie fournie par les chaudières - total 20 ans	MWh	50 600	1640	5400
Proportion de l'énergie provenant des chaudières en mode chauffage	%	31.1%	1.8%	8.5%
Consommation énergétique totale des PAC - cas de référence	MWh	91 400	61 300	41 100
Consommation énergétique des PAC - système hybride	MWh	91 300	64 000	42 800

Un premier regard sur les résultats obtenus ci-dessus permet de constater que la plus importante réduction de la longueur de l'échangeur géothermique requise survient pour le niveau de performance LEEBQ. Cette réduction se fait toutefois au prix de l'ajout d'une capacité de chauffage considérable, soit 2500 kW. À l'inverse, le niveau de performance Novo présente la plus faible réduction de la longueur de l'échangeur géothermique et l'ajout d'une capacité de chauffage auxiliaire modeste (450 kW). Il est intéressant de constater que plus le déséquilibre

thermique entre les charges de chauffage et de climatisation est grand, plus la capacité optimale de chauffage des chaudières augmente pour le système étudié.

La réduction de la taille de l'échangeur géothermique engendrée par chaque kilowatt de puissance installée au niveau des chaudières est beaucoup plus importante pour le niveau LEEBQ que pour les niveaux Novo et LPR. Cela laisse supposer une utilisation beaucoup plus soutenue des chaudières pour le niveau LEEBQ, ce qui est effectivement le cas : les chaudières fonctionnent en moyenne 3733 heures par année à pleine charge, soit 38,5% du temps. Cela représente une partie importante de la saison de chauffage. Pour les niveaux Novo et LPR, les chaudières fonctionnent davantage comme appoint lors des périodes de pointe, avec des utilisations moyennes de 634 et 1722 heures à pleine charge par année respectivement.

La température de contrôle des chaudières, qui fait partie des paramètres de design optimisés, a également un impact sur l'utilisation des chaudières et ultimement le dimensionnement du système. Les températures de contrôle optimales obtenues pour les trois niveaux de performance sont toutefois relativement similaires.

En ce qui a trait aux températures minimales et maximales d'alimentation aux PAC, on constate qu'encore une fois c'est la limite de température inférieure qui est critique pour le dimensionnement de l'échangeur géothermique. On se rapproche toutefois ici davantage de la limite de température supérieure, qui est de 48,9°C. Il est cohérent qu'une diminution de la longueur de l'échangeur géothermique sans qu'il y ait ajout d'équipement de rejet de chaleur engendre une augmentation de la température d'alimentation aux PAC en mode climatisation. Le fait que la température d'alimentation aux PAC soit plus élevée en mode climatisation influence directement la consommation électrique des PAC, qui a subi des augmentations de 5% et 4% pour les niveaux de performance Novo et LPR respectivement. La consommation est restée relativement inchangée pour le cas LEEBQ.

Le CCV minimal obtenu pour chaque niveau de performance peut être réparti en fonction des différents coûts qui le composent, tel qu'illustré à la Figure 5.5.

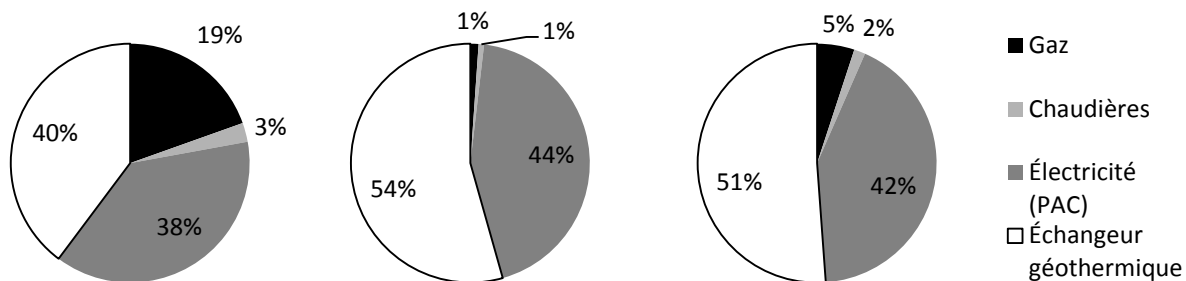


Figure 5.5: Répartition des coûts relatifs au CCV minimum pour les niveaux de performance LEEBQ (à gauche), Novo (au centre) et LPR (à droite)

Une telle répartition des coûts permet de constater que l'installation de l'échangeur géothermique représente plus de la moitié du CCV pour les niveaux Novo et LPR. Pour le niveau LEEBQ, les coûts associés à la consommation de gaz viennent légèrement diminuer l'importance relative des dépenses associées à l'échangeur géothermique. Il est à noter que les coûts associés à l'achat des PAC, ainsi qu'à l'installation du réseau thermique ont été volontairement omis à cette étape.

Pour chacun des niveaux de performance étudiés, l'ajout de chaudières au système géothermique permet une réduction des coûts initiaux qui est bien supérieure à l'augmentation des coûts de fonctionnement liés à la consommation de gaz et à la maintenance des chaudières. Il convient maintenant d'analyser les aspects environnementaux et économiques associés à l'installation d'un système géothermique hybride.

CHAPITRE 6 ANALYSE ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE

L'objectif visé par l'implantation d'un système énergétique centralisé est double. Il consiste à combler les besoins énergétiques de la communauté étudiée de la manière la plus efficace possible et à réduire l'impact environnemental associé à cette activité. Toutefois, l'installation d'un tel système implique un investissement considérable. Comme la faisabilité économique d'un tel projet est indispensable à sa réalisation, il convient donc d'effectuer une analyse en ce sens.

L'évaluation de la performance énergétique et de l'impact environnemental du système proposé sera réalisée en effectuant une comparaison avec un système conventionnel. L'analyse économique portant sur le système géothermique hybride est ensuite présentée. Finalement, des conclusions relatives aux résultats des analyses économiques et environnementales sont formulées.

6.1 Description des systèmes analysés

Afin de mesurer les avantages associés au système énergétique centralisé, un cas de référence correspondant aux standards de construction rencontrés dans une région donnée doit être établi. Les sections 6.1.1 et 6.1.2 ci-dessous présentent une description des systèmes conventionnel et centralisé.

6.1.1 Système conventionnel

Au Québec, le cas de référence dans le secteur résidentiel est constitué d'un système tout électrique décentralisé. Les hypothèses suivantes ont été effectuées relativement à la consommation énergétique d'un système tout électrique :

- Le chauffage est fourni par des plinthes électriques ayant un rendement de 100%;
- Des unités de fenêtre permettent de climatiser les espaces avec un COP de 2,5;
- L'eau chaude domestique est fournie par des chauffe-eau électriques ayant un rendement de 100%.

6.1.2 Système géothermique hybride centralisé

Le système géothermique hybride centralisé retenu pour cette étude a été décrit de manière détaillée au Chapitre 4. Essentiellement, dans ce système, les bâtiments sont équipés de PAC subvenant aux besoins en chauffage et en climatisation, de même qu'à une partie des besoins en eau chaude. Les PAC peuvent être de type eau-eau ou eau-air. Dans le premier cas, cela suppose que les bâtiments soient équipés de chauffage hydronique ou encore d'unités de traitement d'air pour le chauffage et la climatisation. Au niveau de la boucle centralisée, un échangeur de chaleur géothermique de même que des chaudières d'appoint au gaz permettent d'assurer une température d'alimentation convenable aux PAC.

Le modèle d'affaires le plus courant pour un tel système énergétique fait intervenir une entité indépendante chargée de la mise en place et de l'exploitation du réseau thermique. Cette entité perçoit des revenus en fonction de l'énergie thermique consommée par les ménages, tant en chauffage qu'en climatisation. La rentabilité de cette entité, communément appelée ESCo (« *Energy Services Company* ») déterminera la faisabilité économique du projet.

6.2 Performance énergétique

La consommation énergétique annuelle des systèmes conventionnel et géothermique centralisé a été calculée pour les trois niveaux de performance des bâtiments. Afin d'alléger la présentation, seuls les résultats pour les années 3, 6 et 10 ainsi que la moyenne annuelle des 20 années de la période d'analyse sont présentés aux Tableaux 6.1 à 6.4 ci-dessous. Les résultats complets sont présentés en annexe.

Tableau 6.1: Consommation énergétique annuelle du site, système conventionnel

	LEEBQ	Novo	LPR
Année	MWh	MWh	MWh
3	9 520	7 100	4 800
6	22 580	17 080	11 500
10	33 010	24 950	16 790
1 à 20 (moy.)	26 230	19 820	13 340

Pour le système géothermique hybride centralisé, la consommation énergétique du site relève de trois éléments. Premièrement, il y a la consommation d'électricité au niveau des bâtiments, qui

inclut les charges aux prises, l'éclairage ainsi que le chauffage auxiliaire de l'eau chaude domestique. Viennent ensuite la consommation électrique au niveau du système central, qui inclut l'énergie consommée par les PAC et les pompes de circulation, ainsi que la consommation de gaz des chaudières.

Tableau 6.2: Consommation énergétique annuelle du site avec système géothermique centralisé, niveau de performance LEEBQ

	Électricité - bâtiments	Électricité - système central	Gaz - système central	Consommation totale
Année	MWh	MWh	MWh	MWh
3	4 050	1 800	950	6 800
6	10 060	4 180	2 330	16 570
10	14 900	6 050	3 670	24 620
1-20 (moy.)	11 780	4 800	2 810	19 380

Tableau 6.3: Consommation énergétique annuelle du site avec système géothermique centralisé, niveau de performance Novo

	Électricité - bâtiments	Électricité - système central	Gaz - système central	Consommation totale
Année	MWh	MWh	MWh	MWh
3	3 580	1 240	100	4 920
6	8 890	2 950	150	12 010
10	1 3140	4 260	170	17 570
1-20 (moy.)	10 400	3 360	140	13 850

Tableau 6.4: Consommation énergétique annuelle du site avec système géothermique centralisé, niveau de performance LPR

	Électricité - bâtiments	Électricité - système central	Gaz - système central	Consommation totale
Année	MWh	MWh	MWh	MWh
3	2 380	850	180	3 410
6	5 910	1 970	350	8 230
10	8 730	2 840	440	12 010
1-20 (moy.)	6 910	2 250	300	9 460

Afin d'évaluer les améliorations en matière d'efficacité énergétique engendrées par les mesures au niveau des bâtiments et par le système géothermique, la réduction de la consommation énergétique annuelle moyenne par rapport au système conventionnel avec le niveau de performance LEEBQ a été calculée. Les résultats sont présentés au Tableau 6.5 ci-dessous.

Tableau 6.5: Réduction de la consommation énergétique en fonction du type de système et du niveau de performance des bâtiments

Type de système	Niveau de performance		
	LEEBQ	Novo	LPR
Conventionnel	0%	24%	49%
Géothermique hybride centralisé	26%	47%	64%

On y remarque notamment que simplement en implémentant les mesures de performance au niveau des bâtiments, il est possible de réduire la consommation énergétique totale environ de moitié. En jumelant ces mesures à l'utilisation d'un système géothermique hybride centralisé, les économies d'énergie à l'échelle du site peuvent atteindre 64%.

Il est également intéressant de constater que les économies d'énergie due à l'implantation du système géothermique varient en fonction du niveau de performance des bâtiments. Ainsi, pour le niveau LEEBQ, ce sont en moyenne 6850 MWh qui sont économisés annuellement, comparativement à 5970 MWh et 3880 MWh pour les niveaux Novo et LPR respectivement. Il s'agit toutefois là de valeurs absolues; les économies annuelles d'énergie exprimées en pourcentage de la consommation avec système conventionnel sont de 26%, 30% et 29% pour les niveaux de performance LEEBQ, Novo et LPR respectivement. Ces résultats suggèrent donc que peu importe le niveau de performance considéré, l'implantation d'un système géothermique hybride centralisé permet d'économiser environ le tiers de l'énergie consommée par un système conventionnel.

6.3 Analyse environnementale

L'analyse environnementale portera essentiellement sur les émissions de gaz à effet de serre (GES) associés à l'opération de chaque type de système. Pour ce faire, il est nécessaire de définir des facteurs d'intensité relatifs à chaque type d'énergie utilisée. Ces facteurs, présentés au

Tableau 6.6, représentent les émissions de CO₂ équivalentes engendrées par chaque kilowattheure d'énergie consommée.

Tableau 6.6: Facteurs d'intensité utilisés pour le calcul des émissions de GES

Type d'énergie	Facteur d'intensité (g CO ₂ /kWh)
Électricité	12
Gaz naturel	190
Biogaz	0

Les facteurs d'intensité pour l'électricité et le gaz naturel sont tirés de l'Inventaire québécois des gaz à effet de serre (MDDEP, 2002). Ils sont représentatifs de la provenance de ces deux énergies au Québec. La valeur nulle pour le biogaz, signifiant qu'aucune émission de GES n'est associée à ce type d'énergie, est basée sur l'hypothèse que les gaz formés lors de la décomposition des matières organiques se retrouvent dans l'atmosphère qu'on les récupère ou non. Ce chiffre ne tient toutefois pas compte de l'énergie parasitique associée à la récupération et au traitement du biogaz. Les résultats obtenus représenteront donc une limite supérieure des bénéfices environnementaux possibles associés à l'utilisation du biogaz.

Évidemment, le fait de remplacer le gaz naturel par du biogaz comme combustible pour les chaudières aura un impact non négligeable sur les émissions de GES. Deux scénarios ont donc été évalués pour le système géothermique hybride, selon de la nature du combustible utilisé pour les chaudières.

Les émissions de GES pour la période de 20 ans, exprimées en tonnes de CO₂, sont présentées à la Figure 6.1 ci-dessous. Il s'agit ici des émissions totales du site, dues à la consommation énergétique au niveau des bâtiments et du système centralisé s'il y a lieu.

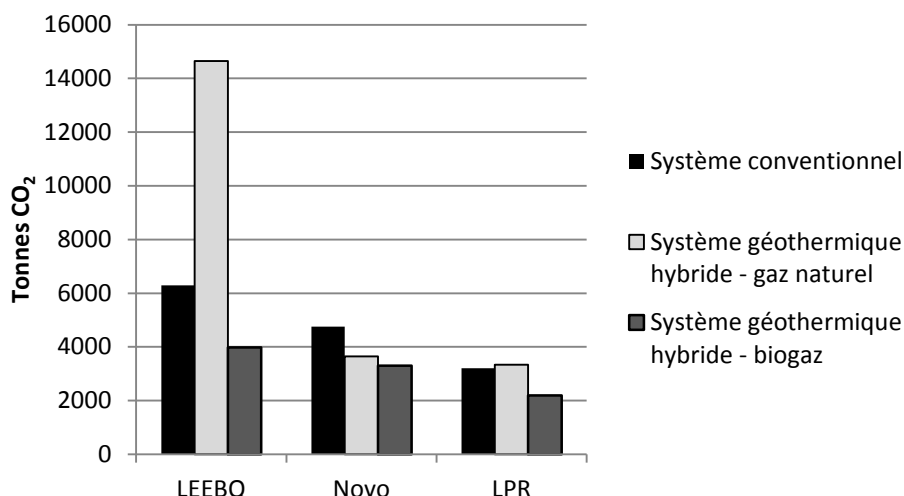


Figure 6.1: Émissions de CO₂ sur 20 ans associées à la consommation énergétique sur le site de Petite Rivière

Ces résultats montrent en premier lieu que les émissions de CO₂ associées à l'opération du système sur 20 ans diminuent lorsque le niveau de performance des bâtiments augmente, ce qui est logique puisque la consommation énergétique totale diminue. L'impact de l'implantation d'un système géothermique hybride utilisant du gaz naturel sur les émissions de CO₂ varie d'un niveau de performance à l'autre. Pour le niveau LEEBQ, l'important apport des chaudières au système engendre une augmentation des émissions de 133%. Pour le niveau Novo, l'effet de la diminution de la consommation électrique est plus important que celui de la consommation de gaz naturel, ce qui cause une diminution des émissions de CO₂ de 23%. Ces effets s'annulent pratiquement dans le cas de LPR. Finalement, l'implantation d'un système géothermique hybride avec chaudières au biogaz engendre une diminution des émissions allant de 31% à 37% selon le niveau de performance.

Il est donc intéressant de constater que, pour le projet étudié, l'implantation de mesures d'efficacité énergétique au niveau des bâtiments améliore le bilan environnemental du site de deux manières : en diminuant la consommation énergétique et en réduisant l'utilisation des chaudières dans le cas où un système géothermique hybride avec chaudières au gaz naturel est implanté.

Les résultats obtenus pour l'analyse environnementale sont bien sûr dépendants du contexte énergétique québécois. Toutefois, comme l'impact environnemental de l'augmentation des GES

dans l'atmosphère terrestre dépasse les frontières, il pourrait être souhaitable d'étendre l'analyse de manière à évaluer tous les impacts des choix énergétiques effectués localement. Une manière de procéder serait de considérer le fait que l'électricité qui n'est pas consommée au Québec peut être vendue en Ontario et aux états du Nord-est américain, remplaçant ainsi de l'électricité ayant une empreinte environnementale élevée par de l'électricité relativement verte. Pour tenir compte de cette réalité, Amor et al. (2011) proposent de considérer un facteur d'intensité beaucoup plus élevé que celui proposé ici pour l'électricité consommée au Québec (environ 600 g CO₂/kWh). Il va sans dire que l'utilisation d'un tel facteur d'intensité, bien qu'elle gonfle artificiellement les émissions totales de CO₂, met davantage en valeur les bénéfices environnementaux engendrés par les économies d'énergie proposées (voir Figure 6.2).

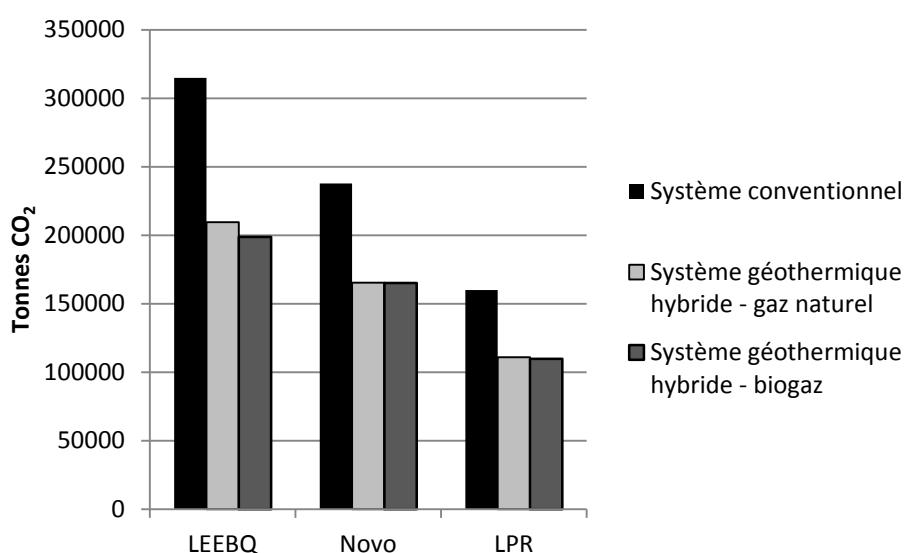


Figure 6.2: Émissions de CO₂ sur 20 ans associées à la consommation énergétique sur le site de Petite Rivière, calculées avec le facteur d'intensité proposé par Amor et al. (2011)

6.4 Analyse économique

Tel que mentionné à la section 6.1.2, l'analyse économique portera sur la rentabilité d'une entité qui posséderait et exploiterait le système énergétique centralisé du site de Petite Rivière. Afin de simplifier l'analyse, certaines hypothèses ont été posées :

- L'entité possède le capital nécessaire à l'investissement initial. Aucun emprunt n'est nécessaire;
- Les coûts reliés à l'investissement initial sont comptabilisés dans les dépenses de l'année 0;
- Les frais administratifs, les assurances et les taxes sur la propriété sont négligés;
- La facturation aux usagers du réseau est établie au prorata de leur consommation énergétique;
- Le terrain nécessaire pour l'implantation du système est mis à la disposition de l'entité par le propriétaire (aucune location requise);
- La valeur de revente du système après 20 ans est nulle;
- Les risques financiers inhérents au projet n'ont pas été évalués.

Évidemment, une analyse effectuée avec ces hypothèses ne saurait remplacer une analyse plus détaillée dans le cadre d'une décision d'investissement réelle. L'objectif visé ici est d'évaluer sommairement la faisabilité économique du projet.

6.4.1 Dépenses et revenus

Les dépenses assumées par l'entité pendant la période d'analyse de 20 ans comprennent l'investissement initial de même que les frais d'exploitation du système énergétique centralisé. Outre les coûts reliés à l'échangeur géothermique et aux chaudières, l'investissement initial comprend l'achat des PAC, l'installation d'un réseau de distribution et la construction d'un bâtiment utilitaire. Les dépenses reliées à ces trois derniers éléments ont été évaluées par le partenaire industriel du projet et sont présentées au Tableau 6.7. Fait à noter, les coûts reliés à l'achat des PAC varient d'un niveau de performance à l'autre puisque la puissance de chauffage et de climatisation requise varie également. Les frais d'exploitation comprennent quant à eux les coûts énergétiques (électricité et gaz) et les coûts de maintenance.

Tableau 6.7: Coûts reliés à l'achat des PAC, l'installation du réseau de distribution et la construction d'un bâtiment utilitaire

Élément	Coût
Pompes à chaleur - LEEBQ	2,2 M\$
Pompes à chaleur - Novo	1,5 M\$
Pompes à chaleur - LPR	1,2 M\$
Réseau de distribution	2,2 M\$
Bâtiment utilitaire	1,1 M\$

Les revenus de l'entité proviennent de la vente d'énergie thermique aux clients résidentiels et commerciaux du site de Petite Rivière. Les tarifs utilisés sont basés directement sur les coûts engendrés par un système conventionnel électrique équivalent. En chauffage, un kilowattheure de chaleur correspond à un kilowattheure d'électricité pour un chauffage par plinthes électriques. En climatisation, un kilowattheure de refroidissement correspond à 0,40 kilowattheure d'électricité pour un climatiseur ayant un COP de 2,5.

Les frais d'exploitation de même que les revenus tiennent compte des taux d'inflation présentés à la section 5.1.2.

6.4.2 Résultats

Les critères de rentabilité choisis dans le cadre de cette analyse sont le délai de récupération et le taux de rentabilité interne (TRI). Le délai de récupération correspond à la période de temps au bout de laquelle les rentrées nettes de fonds auront permis de rembourser l'investissement initial. Le TRI représente quant à lui le taux d'actualisation qui annule la valeur actuelle nette du projet au bout de la période d'analyse et peut être vu comme le gain annuel en pourcentage du capital investi. Plusieurs ouvrages contiennent des explications détaillées sur le calcul de délai de récupération et du TRI; le livre de Derome (1997) a été utilisé comme référence dans ce travail.

Le Tableau 6.8 présente un sommaire des résultats de l'analyse économique pour les trois niveaux de performance évalués. Les résultats complets se retrouvent en annexe.

Tableau 6.8: Sommaire des résultats de l'analyse économique

		LEEBQ	Novo	LPR
Investissement initial	M\$	9.2	7.7	6.4
Délai de récupération	années	17	17	18
Taux de rentabilité interne	%	2.4%	2.2%	1.5%

Ces résultats démontrent que peu importe le niveau de performance des bâtiments, l'installation d'un système géothermique centralisé représente peu d'attrait financier pour un éventuel investisseur. Le délai de récupération normalement attendu dans le secteur privé ne dépasse guère quelques années, sans compter le fait que les risques financiers augmentent substantiellement pour un délai aussi long. Les TRI obtenus sont quant à eux trop faibles pour inciter un investisseur privé à injecter des capitaux dans le projet.

Il est tout de même intéressant de constater que le niveau de performance LEEBQ soit celui qui engendre le TRI le plus élevé, malgré un investissement initial plus important que pour les niveaux Novo et LPR. Cela est dû au fait que les revenus nets de l'entité sont plus élevés en raison de la plus forte consommation énergétique des ménages. Ce paradoxe avait été soulevé au Chapitre 2. Ceci ne cadre évidemment pas avec l'objectif général du projet consistant à augmenter l'efficacité énergétique globale du site.

6.5 Conclusions

Les résultats présentés dans ce chapitre permettent de tirer certaines conclusions relatives à la performance énergétique et environnementale de même qu'à la faisabilité économique d'un projet tel que l'installation d'un système géothermique hybride centralisé pour la communauté de Petite Rivière.

En premier lieu, il va sans dire que l'implantation d'un système géothermique représente une nette amélioration en matière d'efficacité énergétique, notamment si elle est jumelée à une amélioration du niveau de performance au niveau des bâtiments.

L'impact environnemental associé à l'implantation d'un tel système, mesuré en termes de réduction des émissions de GES, est quant à lui plus mitigé. En effet, le faible contenu en carbone de l'électricité produite au Québec ne laisse qu'une faible marge d'amélioration possible par rapport à un système conventionnel tout électrique. Toutefois, si l'on considère le fait que

l'électricité économisée localement peut être revendue dans des marchés où le contenu en carbone associé à la production d'électricité est élevé, alors la réduction des émissions de GES du site se chiffrerait en milliers de tonnes de CO₂ annuellement. Une telle évaluation environnementale repose toutefois sur des facteurs externes au projet étudié, tels que la capacité d'Hydro-Québec à exporter ses surplus d'électricités dans les provinces et états voisins du Québec.

L'analyse économique a révélé qu'il serait peu intéressant pour une ESCo d'investir dans le système énergétique proposé. Les coûts actuels de l'énergie relativement faibles au Québec ne permettent pas d'engranger des revenus qui permettraient de garantir la rentabilité d'un tel investissement.

Toutefois, comme les bénéfices relatifs aux économies d'énergie proposées et à la réduction des émissions de GES auraient une portée plus étendue que les limites du projet, il serait envisageable que des subventions soient mises à la disposition de l'investisseur désirant construire et exploiter le système énergétique centralisé. Dans le but d'estimer l'ordre de grandeur que devraient avoir ces subventions pour assurer dans une certaine mesure la faisabilité économique du projet, deux formes d'aide financière ont été sommairement évaluées pour les niveaux de performance Novo et LPR. La première consiste en une contribution directe à l'investissement initial, alors que la seconde relève de l'instauration d'un tarif préférentiel par Hydro-Québec relativement à l'électricité consommée pour le fonctionnement du système central. Il en ressort qu'une subvention directe correspondant à environ 40% de l'investissement initial jumelée à un tarif préférentiel de 0,02 \$/kWh permettrait de réduire le délai de récupération à une dizaine d'années et d'obtenir un taux de rentabilité interne d'environ 10%. Si seulement une subvention directe est envisagée, celle-ci devrait être de l'ordre de 55% à 60% de l'investissement initial, soit environ 4 M\$.

CONCLUSION

Une méthodologie portant sur la conception et l'optimisation de systèmes énergétiques hybrides à l'échelle des communautés a été présentée dans ce mémoire. Celle-ci prévoit dans un premier temps le calcul de la demande énergétique de la communauté pour trois niveaux de performance. Des modèles TRNSYS simplifiés ont ensuite été élaborés pour évaluer cinq scénarios énergétiques. Un modèle plus détaillé a ensuite été développé pour optimiser le système sélectionné. Finalement, une analyse économique et environnementale a permis une évaluation de la performance énergétique, de l'impact environnemental et de la faisabilité économique du système proposé.

Le modèle a permis d'obtenir des résultats qui ont été utiles à l'équipe de conception du projet Petite Rivière à chaque étape du processus de design. L'évaluation de la demande énergétique a permis de statuer qu'une réduction de la demande énergétique allant jusqu'à 50% était possible en appliquant des normes de performance élevées au niveau des bâtiments. Il a également été déterminé à cette étape que le site présentait une densité énergétique suffisamment élevée pour justifier l'implantation d'un réseau thermique urbain.

L'évaluation préliminaire des options énergétiques a guidé l'équipe de conception vers le choix d'un système géothermique hybride. La modélisation plus détaillée de ce système a permis de dimensionner l'échangeur géothermique et les chaudières auxiliaires de manière optimale en regard du coût du cycle de vie du projet.

L'évaluation de la performance énergétique du système énergétique hybride a permis de constater une diminution d'environ 30% de la consommation énergétique totale comparativement à un système conventionnel. Combinée aux mesures de performance au niveau des bâtiments, l'utilisation d'un système géothermique hybride pourrait engendrer des économies d'énergie totales de l'ordre de 64%.

Le bilan environnemental du système proposé, évalué par rapport aux émissions de GES, est hautement dépendant du type de combustible utilisé dans les chaudières et de la référence utilisée pour calculer les émissions de CO₂ associées à la consommation d'électricité.

L'analyse économique a permis de statuer que, dans le contexte énergétique actuel, l'implantation d'un système géothermique hybride centralisé pour la communauté de Petite Rivière n'était pas réalisable sans subventions.

Parmi les aspects originaux du modèle, on retrouve d'abord la méthode des archétypes pour le calcul de la demande énergétique de l'ensemble des bâtiments du site. Cette méthode permet de simplifier ce calcul autrement fastidieux à l'échelle d'une communauté tout en conservant la spécificité de chaque bâtiment. Un second apport du modèle développé est la possibilité d'adapter le niveau de détail utilisé en fonction de la phase de design, chose que ne permettent pas la plupart des logiciels de simulation disponibles sur le marché. Finalement, le modèle a été construit de manière à tenir compte de l'évolution de la demande énergétique dans le temps. Ce dernier aspect est d'une grande importance pour les projets qui, comme Petite Rivière, comportent un plan de développement échelonné sur plusieurs années.

Les contraintes liées au projet de Petite Rivière dépassent le cadre technique et économique. Des facteurs extérieurs au projet ont également eu une influence sur les choix effectués par l'équipe de conception. Parmi ceux-ci, mentionnons d'abord que la décision d'établir ou non une usine de biométhanisation sur le site dépend avant tout des décisions effectuées par l'administration municipale. Ensuite, l'implantation d'un procédé de cogénération nécessite l'implication d'Hydro-Québec dans le projet afin d'assurer la distribution de l'électricité produite. Ces contraintes externes ont guidé l'évolution du projet et donc du modèle développé dans TRNSYS.

Des recherches futures pourraient porter sur l'analyse plus détaillée de certaines options énergétiques qui ont été mises de côté dans ce projet. Il serait notamment intéressant d'explorer plus en détail un scénario comprenant une utilisation de la cogénération. Une autre avenue intéressante serait d'utiliser le modèle développé pour analyser un système similaire dans des contextes énergétiques différents.

Cette étude a démontré comment l'élaboration de modèles énergétiques peut contribuer au design de systèmes énergétiques hybrides à l'échelle des communautés. Ce type de systèmes présente le potentiel de combler nos besoins énergétiques de manière plus efficace que les systèmes conventionnellement utilisés au Québec. Les bénéfices environnementaux et économiques liés à l'implantation de systèmes énergétiques hybrides sont indéniables lorsqu'on les analyse à grande échelle. La rentabilité interne de ceux-ci est toutefois déficiente dans le contexte énergétique

québécois actuel. Il serait souhaitable de voir ce contexte changer afin que davantage de projets innovateurs comme celui de Petite Rivière puissent être mis de l'avant.

BIBLIOGRAPHIE

- Amor, M. B., Pineau, P.-O., Gaudreault, C., & Samson, R. (2011). Electricity trade and GHG emissions: Assessment of Quebec's hydropower in the Northeastern American market (2006-2008). *Energy Policy*, 39(3), 1711-1721.
- ASHRAE. (2007). Geothermal Energy. In *2007 ASHRAE Handbook - HVAC Applications*. Atlanta, Ga: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc.
- ASHRAE. (2008). District Heating and Cooling. In *2008 ASHRAE Handbook - Heating, Ventilating, and Air-Conditioning Systems and Equipment*. Atlanta, Ga: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc.
- ASHRAE. (2009). Residential Heating and Cooling Load Calculation. In *2009 ASHRAE Handbook - Fundamentals*. Atlanta, Ga: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc.
- Banque du Canada. (2011). *Taux et statistiques - Banque du Canada*. Consulté le 20 septembre 2011, tiré de <http://www.banqueducanada.ca/taux/>.
- Bernier, M. (2006). Closed-Loop Ground-Coupled Heat Pump Systems. *ASHRAE Journal*, 48(9), 12-24.
- CCUM. (2010). *Climatisation et Chauffage Urbains de Montréal*. Consulté le 21 juin 2011, tiré de <http://www.ccum.com/>.
- CDEA. (2008). *The New District Energy: Building Blocks for Sustainable Community Development*. Toronto, Ontario: Canadian District Energy Association. Consulté le 9 juin 2011, tiré de <http://cdea.ca/resources/highlights-guidelines-and-manuals/UES%20Handbook%20Final%2021-01-08.pdf/view>
- CDEA. (2009). *District Energy : A National Survey Report*. Toronto, Ontario: Canadian District Energy Association. Consulté le 9 juin 2011, tiré de http://cdea.ca/resources/industry-facts-and-figures/CDEA_finalnationalsurveyreport.pdf/view
- CDHC. (1985). *District Heating and Cooling in the United States: Prospects and Issues*. Washington: National Research Council Committee on District Heating and Cooling.

- Chapuis, S. (2009). *Stockage thermique saisonnier dans un champs de puits géothermiques verticaux en boucle fermée*. M.Sc.A. École Polytechnique de Montréal, Qc, Canada.
- Chiasson, A. D., Yavuzturk, C. C., Johnson, D. W., & Filburn, T. P. (2010). Optimization of the ground thermal response in hybrid geothermal heat pump systems. *2010 ASHRAE Winter Conference, January 23, 2010 - January 27, 2010, Orlando, FL, United states* (Vol. 116 PART 1, pp. 512-524) Amer. Soc. Heating, Ref. Air-Conditioning Eng. Inc.
- Church, K. (2007a). Is District Energy Right For Your Community? Part 1 : The Concept. *Municipal World, November 2007*, 31-33.
- Church, K. (2007b). Is District Energy Right For Your Community? Part 2 : Sizing the system. *Municipal World, December 2007*, 7-9.
- CIRANO. (2011). *L'énergie - iCirano*. Consulté le 20 septembre 2011, tiré de <http://www.cirano.qc.ca/icirano/questionssociete/energie>.
- CNRC. (2005). *Code national du bâtiment, Canada 2005*. Ottawa, Canada: Commission canadienne des codes du bâtiment et de prévention des incendies, Conseil national de recherche du Canada.
- Connolly, D., Lund, H., Mathiesen, B. V., & Leahy, M. (2010). A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, 87(4), 1059-1082.
- Conseil canadien des normes. (2002). Conception et installation des systèmes d'énergie du sol: Conseil canadien des normes, CAN/CSA-C448 SÉRIE-F02.
- Courchesne-Tardif, A., Kummert, M., Demark, S., Butler, T., Pearl, D., Jones, S., et al. (2011). Assessing Community-Scale Energy Supply Scenarios Using TRNSYS Simulations. *Proceedings of the 12th International Conference of the International Building Performance Simulation Association, Sydney, Australie*. IBPSA.
- Derome, R. (1997). *Économique de l'ingénieur* (Deuxième édition^e éd.). Montréal: Presses internationales Polytechnique.

- Dicorato, M., Forte, G., & Trovato, M. (2008). Environmental-constrained energy planning using energy-efficiency and distributed-generation facilities. *Renewable Energy*, 33(6), 1297-1313.
- DLSC. (2011). *Drake Landing Solar Community*. Consulté le 22 Mai 2011, tiré de <http://www.dlsc.ca>.
- Duffie, J. A., & Beckman, W. A. (2006). *Solar Engineering of Thermal Processes* (3^e éd.). Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons.
- EHP. (2007). Euroheat and Power - District Heating and Cooling - 2007 Statistics.
- Energy Charter Secretariat. (2006). *Cogeneration and District Heating: Best Practices for Municipalities*. Brussels, Belgium: Energy Charter Secretariat.
- Environnement Canada. (2011). *Archives nationales d'information et de données climatologiques*. Consulté le 7 septembre 2011, tiré de http://climate.weatheroffice.gc.ca/prods_servs/index_f.html.
- Enwave. (2011). *Deep Lake Water Cooling in Downtown Toronto*. Consulté le 22 Mai 2011, tiré de http://www.enwave.com/district_cooling_system.html.
- Gehlin, S. (2002). *Thermal Response Test - Model Development and Evaluation* (Doctorate, Lulea University of Technology, Lulea, Suède).
- Ghafghazi, S., Sowlati, T., Sokhansanj, S., & Melin, S. (2010). A multicriteria approach to evaluate district heating system options. *Applied Energy*, 87(4), 1134-1140.
- Gouvernement du Québec. (2011). Loi sur l'économie de l'énergie dans le bâtiment.
- Hackel, S. (2008). *Development of Design Guidelines for Hybrid Ground-Coupled Heat Pump Systems - ASHRAE TRP-1384*. Consulté le 29 Septembre 2011, tiré de <http://rp.ashrae.biz/page/ASHRAERP1394.pdf>.
- Hellström, G. (1989). *Duct Ground Heat Storage Model - Manual for Computer Code*. Lund, Sweden: University of Lund.
- Hydro-Québec. (2011). *Tarifs et factures*. Consulté le 20 septembre 2011, tiré de <http://www.hydroquebec.com/residentiel/tarif-residentiel.html>.

- Kavanaugh, S. P. (1998). Design method for hybrid ground-source heat pumps. *Proceedings of the 1998 ASHRAE Annual Meeting, June 21, 1998 - June 24, 1998, Toronto, Can* (Vol. 104, pp. 691-698)ASHRAE.
- Kavanaugh, S. P., & Rafferty, K. (1997). *Ground-Source Heat Pumps: Design of Geothermal Systems for Commercial and Institutional Buildings*. Atlanta: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Inc.
- Klein, S. A., Beckman, W. A., Mitchell, J. W., Duffie, J. A., Duffie, N. A., Freeman, T. L., et al. (2009). *TRNSYS Manual, a transient simulation program, Version 17*. Madison: Solar Engineering Laboratory. University of Wisconsin-Madison.
- LBNL. (2010). *GenOpt 3.0, Generic optimization program, Version 3.0.3*. Berkeley, CA: Simulation Research Group, Building Technologies Department, Environmental Energy Technologies Division, Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Lund, H., Moller, B., Mathiesen, B. V., & Dyrelund, A. (2010). The role of district heating in future renewable energy systems. *Energy*, 35(3), 1381-1390.
- Lundqvist, P. (2007). *Heat Pumps in Sweden*. Stockholm, Suède: KTH Royal Institute of Technology. Consulté le 7 septembre 2011, tiré de http://www.annex29.net/extern/16_Annex29_meetng_2007_01_15.pdf
- MDDEP. (2002). *Inventaire québécois des gaz à effet de serre 1990-2000*: Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs. Consulté le 12 décembre 2010, tiré de <http://www.mddep.gouv.qc.ca/changements/ges/rapportGES.pdf>
- MRNF. (2011). *Novoclimat - Exigences techniques pour les immeubles à logements et à condominiums*. Québec: Ministère des ressources naturelles et de la faune. Consulté le 2 septembre 2011, tiré de http://www.efficaciteenergetique.mrnf.gouv.qc.ca/fileadmin/medias/pdf/novoclimat/OP_exigences_techniques_novoclimat_logements.pdf
- NRCAN. (2008). *EE4 Modelling Guide*: National Ressources Canada. <http://canmetenergy-canmetenergie.nrcan-rncan.gc.ca/fichier/79092/EE4-English-2008-02-01.pdf>
- Oujé-Bougoumou. (2011). *Système de chauffage centralisé*. Consulté le 21 juin 2011, tiré de <http://www.ouje.ca/content/our-story/energy-fr.php>.

- Pearl, D., Jones, S., Demark, S., Butler, T., Kummert, M., Courchesne-Tardif, A., et al. (2011). *Equilibrium Communities Initiative, Petite Rivière*. Ottawa: Ressources naturelles Canada.
- Philippe, M., Bernier, M., & Marchio, D. (2010). Sizing calculation spreadsheet: Vertical geothermal borefields. *ASHRAE Journal*, 52(7), 20-28.
- Poschl, M., Ward, S., & Owende, P. (2010). Evaluation of energy efficiency of various biogas production and utilization pathways. *Applied Energy*, 87(11), 3305-3321.
- Quirion-Blais, O. (2010). *Méthodologie d'évaluation de la demande de chaleur des groupes de bâtiments dans le cadre d'une étude de faisabilité du chauffage urbain*. M.Sc.A, École Polytechnique de Montréal, Qc, Canada.
- Raoult, M. (2008). *Histoire du chauffage urbain*. Paris: L'Harmattan.
- Ressources naturelles Canada. (2011). *Comprehensive Energy Use Database - Query System*. Consulté le 2 septembre 2011, tiré de http://oee.nrcan.gc.ca/corporate/statistics/neud/dpa/data_e/query_system/querysystem.cfm?attr=0.
- Skagestad, B., & Mildenstein, P. (1999). *District Heating and Cooling Connection Handbook*. Paris.
- TRANSSOLAR Energietechnik GmbH. (2010). *Multizone Building modelling with Type 56 and TRNBuild*. Stuttgart, Allemagne. <http://www.transsolar.com>
- Woods, P., Gunning, R., Snoek, C., Onno, T., Yang, L., Ahonen, M., et al. (1999). *The Optimisation of District Heating Operating Temperatures and an Appraisal of the Benefits of Low Temperature District Heating*. Paris: International Energy Agency.
- Yamaguchi, Y., & Shimoda, Y. (2010). District-scale simulation for multi-purpose evaluation of urban energy systems. *Journal of Building Performance Simulation*, 3(4), 289-305.
- Yavuzturk, C., & Spitler, J. D. (2000). Comparative study of operating and control strategies for hybrid ground-source heat pump systems using a short time step simulation model. *ASHRAE Transactions*, 106, PA/.
- Yildirim, N., Toksoy, M., & Gokcen, G. (2006). District heating system design for a university campus. *Energy and Buildings*, 38(9), 1111-1119.

Zinko, H., Bohm, B., Sipila, K., Kristjansson, H., Ottosson, U., & Rama, M. (2008). *District Heating Distribution in Areas with Low Heat Demand Density*. Paper presented at the The 11th International Symposium on District Heating and Cooling, Reyjavik, Islande.
http://www.dhc2008.hi.is/session/greinar/p55_Zinko.pdf

ANNEXE 1 – Résultats complets du calcul de la consommation énergétique

Tableau A : Consommation énergétique annuelle du site, système conventionnel

	LEEBQ	Novo	LPR
Année	Électricité	Électricité	Électricité
	MWh	MWh	MWh
1	2245	1685	1132
2	5730	4288	2893
3	9516	7100	4800
4	13406	10074	6804
5	17856	13453	9076
6	22578	17084	11500
7	27646	20890	14059
8	30282	22917	15427
9	32297	24440	16440
10	33007	24954	16790
11	33007	24954	16790
12	33007	24954	16790
13	33007	24954	16790
14	33007	24954	16790
15	33007	24954	16790
16	33007	24954	16790
17	33007	24954	16790
18	33007	24954	16790
19	33007	24954	16790
20	33007	24954	16790
TOTAL	524634	396419	266819

Tableau B : Consommation énergétique annuelle du site, système géothermique hybride et niveau de performance LEEBQ

Année	Électricité - bâtiments	Électricité - système central	Gaz - système central	Consommation totale
	MWh	MWh	MWh	MWh
1	950	390	0	1340
2	2450	1060	200	3710
3	4050	1800	950	6800
4	5820	2450	530	8800
5	7890	3270	1410	12570
6	10060	4180	2330	16570
7	12340	5060	2320	19720
8	13560	5560	3000	22120
9	14570	5920	3460	23950
10	14900	6050	3670	24620
11	14900	6040	3710	24650
12	14900	6040	3740	24680
13	14900	6030	3770	24700
14	14900	6020	3800	24720
15	14900	6020	3820	24740
16	14900	6010	3850	24760
17	14900	6010	3870	24780
18	14900	6000	3900	24800
19	14900	6000	3910	24810
20	14900	6000	3930	24830
TOTAL	235590	95910	56170	387670

Tableau C : Consommation énergétique annuelle du site, système géothermique hybride et niveau de performance Novo

Année	Électricité - bâtiments	Électricité - système central	Gaz - système central	Consommation totale
	MWh	MWh	MWh	MWh
1	840	260	0	1100
2	2170	700	0	2870
3	3580	1240	100	4920
4	5150	1630	0	6780
5	6970	2230	60	9260
6	8890	2950	150	11990
7	10900	3480	110	14490
8	12010	3870	160	16040
9	12850	4170	180	17200
10	13140	4260	170	17570
11	13140	4260	140	17540
12	13140	4260	120	17520
13	13140	4250	110	17500
14	13140	4250	90	17480
15	13140	4250	80	17470
16	13140	4240	70	17450
17	13140	4240	70	17450
18	13140	4240	60	17440
19	13140	4240	60	17440
20	13140	4230	60	17430
TOTAL	207900	67250	1790	276940

Tableau D : Consommation énergétique annuelle du site, système géothermique hybride et niveau de performance LPR

Année	Électricité - bâtiments	Électricité - système central	Gaz - système central	Consommation totale
	MWh	MWh	MWh	MWh
1	560	180	0	740
2	1440	480	20	1940
3	2380	850	180	3410
4	3420	1110	40	4570
5	4630	1500	180	6310
6	5910	1970	350	8230
7	7240	2340	280	9860
8	7970	2590	380	10940
9	8540	2780	430	11750
10	8730	2840	440	12010
11	8730	2840	410	11980
12	8730	2840	390	11960
13	8730	2840	380	11950
14	8730	2840	370	11940
15	8730	2840	370	11940
16	8730	2840	360	11930
17	8730	2830	360	11920
18	8730	2830	360	11920
19	8730	2830	350	11910
20	8730	2830	350	11910
TOTAL	138120	45000	6000	189120

ANNEXE 2 – Analyse économique

Projet: Petite Rivière			Données		
Scénario: Système géothermique hybride centralisé Niveau de performance: LEEBQ			Coût de l'électricité:		0.054 \$/kWh
			Coût du gaz/biogaz:		0.043 \$/kWh
			Tarif chauffage:		0.054 \$/kWh
			Tarif climatisation:		0.0216 \$/kWh
			Taux d'inflation général:		2.0%
			Taux d'inflation énergie:		4.0%
REVENUS ANNUELS					
	Chauffage	ECD	Clim.	Revenus	
Année	MWh	MWh	MWh	\$	
1	857	237	503	\$69,946.53	
2	2212	618	1119	\$184,083.17	
3	3719	1024	1806	\$319,183.86	
4	5068	1472	2613	\$460,735.39	
5	6614	1995	3397	\$629,708.75	
6	8202	2540	4435	\$822,264.59	
7	10093	3116	5246	\$1,045,923.58	
8	10987	3433	5749	\$1,188,086.42	
9	11601	3676	6132	\$1,310,222.88	
10	11859	3758	6225	\$1,391,662.71	
11	11859	3758	6225	\$1,447,326.69	
12	11859	3758	6225	\$1,505,222.38	
13	11859	3758	6225	\$1,565,431.28	
14	11859	3758	6225	\$1,628,048.53	
15	11859	3758	6225	\$1,693,170.47	
16	11859	3758	6225	\$1,760,897.29	
17	11859	3758	6225	\$1,831,333.18	
18	11859	3758	6225	\$1,904,586.51	
19	11859	3758	6225	\$1,980,769.97	
20	11859	3758	6225	\$2,060,000.77	
TOTAL	189800	59445	99480	\$24,798,604.95	
COÛTS D'EXPLOITATION ANNUELS					
	Électricité	Gaz	Maintenance	Coûts	
Année	MWh	MWh	\$	\$	
1	390	0	\$1,860.00	\$22,920.00	
2	1060	200	\$1,860.00	\$70,408.00	
3	1800	950	\$1,860.00	\$151,326.66	
4	2450	530	\$4,380.00	\$179,382.06	
5	3270	1410	\$4,380.00	\$282,626.13	
6	4180	2330	\$4,380.00	\$401,848.29	
7	5060	2320	\$6,000.00	\$479,555.91	
8	5560	3000	\$6,000.00	\$572,746.15	
9	5920	3460	\$6,000.00	\$649,331.27	
10	6050	3670	\$6,000.00	\$698,148.68	
11	6040	3710	\$6,000.00	\$727,821.31	
12	6040	3740	\$6,000.00	\$758,920.06	
13	6030	3770	\$6,000.00	\$790,477.64	
14	6020	3800	\$6,000.00	\$823,345.55	
15	6020	3820	\$6,000.00	\$857,768.61	
16	6010	3850	\$6,000.00	\$893,430.06	
17	6010	3870	\$6,000.00	\$930,778.03	
18	6000	3900	\$6,000.00	\$969,470.08	
19	6000	3910	\$6,000.00	\$1,009,119.98	
20	6000	3930	\$6,000.00	\$1,051,296.67	
TOTAL	95910	56170	\$102,720.00	\$12,320,721.13	

INVESTISSEMENT INITIAL					
		Quantité	Coût unitaire	Coût total	
		-	\$	\$	
Échangeur géothermique		45000	\$78.00	\$3,510,000.00	
Chaudières		5	\$45,500.00	\$227,500.00	
Pompes à chaleur				\$2,208,000.00	
Réseau de distribution				\$2,175,000.00	
Bâtiment utilitaire				\$1,050,000.00	
TOTAL				\$9,170,500.00	
SOMMAIRE					
Année	Revenus	Dépenses	Flux net	Flux net cumulé	
0	\$0.00	\$9,170,500.00	-\$9,170,500.00	-\$9,170,500.00	
1	\$69,946.53	\$22,920.00	\$47,026.53	-\$9,123,473.47	
2	\$184,083.17	\$70,408.00	\$113,675.17	-\$9,009,798.30	
3	\$319,183.86	\$151,326.66	\$167,857.20	-\$8,841,941.10	
4	\$460,735.39	\$179,382.06	\$281,353.33	-\$8,560,587.77	
5	\$629,708.75	\$282,626.13	\$347,082.62	-\$8,213,505.15	
6	\$822,264.59	\$401,848.29	\$420,416.30	-\$7,793,088.85	
7	\$1,045,923.58	\$479,555.91	\$566,367.68	-\$7,226,721.17	
8	\$1,188,086.42	\$572,746.15	\$615,340.28	-\$6,611,380.89	
9	\$1,310,222.88	\$649,331.27	\$660,891.61	-\$5,950,489.28	
10	\$1,391,662.71	\$698,148.68	\$693,514.03	-\$5,256,975.26	
11	\$1,447,326.69	\$727,821.31	\$719,505.38	-\$4,537,469.88	
12	\$1,505,222.38	\$758,920.06	\$746,302.32	-\$3,791,167.55	
13	\$1,565,431.28	\$790,477.64	\$774,953.64	-\$3,016,213.91	
14	\$1,628,048.53	\$823,345.55	\$804,702.98	-\$2,211,510.93	
15	\$1,693,170.47	\$857,768.61	\$835,401.86	-\$1,376,109.07	
16	\$1,760,897.29	\$893,430.06	\$867,467.23	-\$508,641.85	
17	\$1,831,333.18	\$930,778.03	\$900,555.15	\$391,913.30	
18	\$1,904,586.51	\$969,470.08	\$935,116.43	\$1,327,029.73	
19	\$1,980,769.97	\$1,009,119.98	\$971,649.99	\$2,298,679.72	
20	\$2,060,000.77	\$1,051,296.67	\$1,008,704.10	\$3,307,383.82	
Taux de rentabilité interne:					
		2.4%			

Projet: Petite Rivière			Données		
Scénario: Système géothermique hybride centralisé Niveau de performance: Novo			Coût de l'électricité:		0.054 \$/kWh
			Coût du gaz/biogaz:		0.043 \$/kWh
			Tarif chauffage:		0.054 \$/kWh
			Tarif climatisation:		0.0216 \$/kWh
			Taux d'inflation général:		2.0%
			Taux d'inflation énergie:		4.0%
REVENUS ANNUELS					
	Chauffage	ECD	Clim.	Revenus	
Année	MWh	MWh	MWh	\$	
1	400	237	515	\$45,533.43	
2	1042	618	1137	\$118,785.35	
3	1754	1024	1842	\$205,301.88	
4	2382	1472	2676	\$299,136.56	
5	3099	1995	3477	\$409,683.07	
6	3834	2540	4550	\$538,296.43	
7	4729	3116	5365	\$682,675.53	
8	5123	3433	5891	\$775,391.16	
9	5401	3676	6285	\$856,579.55	
10	5503	3758	6394	\$908,326.95	
11	5503	3758	6394	\$944,660.02	
12	5503	3758	6394	\$982,446.42	
13	5503	3758	6394	\$1,021,744.28	
14	5503	3758	6394	\$1,062,614.05	
15	5503	3758	6394	\$1,105,118.62	
16	5503	3758	6394	\$1,149,323.36	
17	5503	3758	6394	\$1,195,296.29	
18	5503	3758	6394	\$1,243,108.15	
19	5503	3758	6394	\$1,292,832.47	
20	5503	3758	6394	\$1,344,545.77	
TOTAL	88298	59445	102066	\$16,181,399.35	
COÛTS D'EXPLOITATION ANNUELS					
	Électricité	Gaz	Maintenance	Coûts	
Année	MWh	MWh	\$	\$	
1	260	0	\$334.80	\$14,374.80	
2	700	0	\$334.80	\$39,660.19	
3	1240	100	\$334.80	\$77,436.94	
4	1630	0	\$788.40	\$99,897.37	
5	2230	60	\$788.40	\$144,814.92	
6	2950	150	\$788.40	\$202,619.43	
7	3480	110	\$1,080.00	\$245,130.25	
8	3870	160	\$1,080.00	\$285,478.24	
9	4170	180	\$1,080.00	\$320,245.16	
10	4260	170	\$1,080.00	\$339,360.24	
11	4260	140	\$1,080.00	\$351,025.13	
12	4260	120	\$1,080.00	\$363,742.20	
13	4250	110	\$1,080.00	\$376,738.89	
14	4250	90	\$1,080.00	\$390,376.48	
15	4250	80	\$1,080.00	\$405,246.92	
16	4240	70	\$1,080.00	\$419,709.88	
17	4240	70	\$1,080.00	\$436,498.28	
18	4240	60	\$1,080.00	\$453,120.61	
19	4240	60	\$1,080.00	\$471,245.44	
20	4230	60	\$1,080.00	\$488,957.56	
TOTAL	67250	1790	\$18,489.60	\$5,925,678.94	

INVESTISSEMENT INITIAL					
		Quantité	Coût unitaire	Coût total	
		-	\$	\$	
Échangeur géothermique		37500	\$78.00	\$2,925,000.00	
Chaudières		0.9	\$45,500.00	\$40,950.00	
Pompes à chaleur				\$1,496,000.00	
Réseau de distribution				\$2,175,000.00	
Bâtiment utilitaire				\$1,050,000.00	
TOTAL				\$7,686,950.00	
SOMMAIRE					
Année	Revenus	Dépenses	Flux net	Flux net cumulé	
0	\$0.00	\$7,686,950.00	-\$7,686,950.00	-\$7,686,950.00	
1	\$45,533.43	\$14,374.80	\$31,158.63	-\$7,655,791.37	
2	\$118,785.35	\$39,660.19	\$79,125.16	-\$7,576,666.21	
3	\$205,301.88	\$77,436.94	\$127,864.95	-\$7,448,801.26	
4	\$299,136.56	\$99,897.37	\$199,239.19	-\$7,249,562.07	
5	\$409,683.07	\$144,814.92	\$264,868.15	-\$6,984,693.91	
6	\$538,296.43	\$202,619.43	\$335,677.00	-\$6,649,016.92	
7	\$682,675.53	\$245,130.25	\$437,545.27	-\$6,211,471.64	
8	\$775,391.16	\$285,478.24	\$489,912.92	-\$5,721,558.72	
9	\$856,579.55	\$320,245.16	\$536,334.39	-\$5,185,224.33	
10	\$908,326.95	\$339,360.24	\$568,966.71	-\$4,616,257.62	
11	\$944,660.02	\$351,025.13	\$593,634.89	-\$4,022,622.73	
12	\$982,446.42	\$363,742.20	\$618,704.22	-\$3,403,918.51	
13	\$1,021,744.28	\$376,738.89	\$645,005.39	-\$2,758,913.12	
14	\$1,062,614.05	\$390,376.48	\$672,237.57	-\$2,086,675.55	
15	\$1,105,118.62	\$405,246.92	\$699,871.69	-\$1,386,803.86	
16	\$1,149,323.36	\$419,709.88	\$729,613.48	-\$657,190.38	
17	\$1,195,296.29	\$436,498.28	\$758,798.01	\$101,607.64	
18	\$1,243,108.15	\$453,120.61	\$789,987.53	\$891,595.17	
19	\$1,292,832.47	\$471,245.44	\$821,587.03	\$1,713,182.20	
20	\$1,344,545.77	\$488,957.56	\$855,588.21	\$2,568,770.42	
Taux de rentabilité interne:		2.2%			

Projet: Petite Rivière			Données		
Scénario: Système géothermique hybride centralisé Niveau de performance: LPR			Coût de l'électricité:		0.054 \$/kWh
			Coût du gaz/biogaz:		0.043 \$/kWh
			Tarif chauffage:		0.054 \$/kWh
			Tarif climatisation:		0.0216 \$/kWh
			Taux d'inflation général:		2.0%
			Taux d'inflation énergie:		4.0%
REVENUS ANNUELS					
	Chauffage	ECD	Clim.	Revenus	
Année	MWh	MWh	MWh	\$	
1	304	213	321	\$34,884.38	
2	812	568	685	\$92,888.16	
3	1366	956	1112	\$161,589.44	
4	1851	1296	1635	\$230,850.40	
5	2401	1681	2135	\$311,805.41	
6	2957	2070	2808	\$404,048.42	
7	3640	2548	3317	\$513,475.18	
8	3951	2766	3652	\$581,151.83	
9	4153	2907	3907	\$637,230.84	
10	4237	2966	3969	\$675,646.01	
11	4237	2966	3969	\$702,671.85	
12	4237	2966	3969	\$730,778.72	
13	4237	2966	3969	\$760,009.87	
14	4237	2966	3969	\$790,410.26	
15	4237	2966	3969	\$822,026.67	
16	4237	2966	3969	\$854,907.74	
17	4237	2966	3969	\$889,104.05	
18	4237	2966	3969	\$924,668.21	
19	4237	2966	3969	\$961,654.94	
20	4237	2966	3969	\$1,000,121.14	
TOTAL	68044	47631	63229	\$12,079,923.53	
COÛTS D'EXPLOITATION ANNUELS					
	Électricité	Gaz	Maintenance	Coûts	
Année	MWh	MWh	\$	\$	
1	180	0	\$483.60	\$10,203.60	
2	480	20	\$483.60	\$28,354.14	
3	850	180	\$483.60	\$58,540.09	
4	1110	40	\$1,138.80	\$70,640.11	
5	1500	180	\$1,138.80	\$105,145.48	
6	1970	350	\$1,138.80	\$149,123.69	
7	2340	280	\$1,560.00	\$177,094.05	
8	2590	380	\$1,560.00	\$207,601.40	
9	2780	430	\$1,560.00	\$232,889.40	
10	2840	440	\$1,560.00	\$247,428.53	
11	2840	410	\$1,560.00	\$255,416.15	
12	2840	390	\$1,560.00	\$264,308.87	
13	2840	380	\$1,560.00	\$274,192.78	
14	2840	370	\$1,560.00	\$284,444.51	
15	2840	370	\$1,560.00	\$295,822.29	
16	2840	360	\$1,560.00	\$306,880.77	
17	2830	360	\$1,560.00	\$318,144.59	
18	2830	360	\$1,560.00	\$330,870.38	
19	2830	350	\$1,560.00	\$343,234.09	
20	2830	350	\$1,560.00	\$356,963.46	
TOTAL	45000	6000	\$26,707.20	\$4,317,298.36	

INVESTISSEMENT INITIAL					
		Quantité	Coût unitaire	Coût total	
		-	\$	\$	
Échangeur géothermique		24450	\$78.00	\$1,907,100.00	
Chaudières		1.3	\$45,500.00	\$59,150.00	
Pompes à chaleur				\$1,188,000.00	
Réseau de distribution				\$2,175,000.00	
Bâtiment utilitaire				\$1,050,000.00	
TOTAL				\$6,379,250.00	
SOMMAIRE					
Année	Revenus	Dépenses	Flux net	Flux net cumulé	
0	\$0.00	\$6,379,250.00	-\$6,379,250.00	-\$6,379,250.00	
1	\$34,884.38	\$10,203.60	\$24,680.78	-\$6,354,569.22	
2	\$92,888.16	\$28,354.14	\$64,534.01	-\$6,290,035.21	
3	\$161,589.44	\$58,540.09	\$103,049.36	-\$6,186,985.85	
4	\$230,850.40	\$70,640.11	\$160,210.29	-\$6,026,775.55	
5	\$311,805.41	\$105,145.48	\$206,659.93	-\$5,820,115.63	
6	\$404,048.42	\$149,123.69	\$254,924.74	-\$5,565,190.89	
7	\$513,475.18	\$177,094.05	\$336,381.13	-\$5,228,809.76	
8	\$581,151.83	\$207,601.40	\$373,550.43	-\$4,855,259.33	
9	\$637,230.84	\$232,889.40	\$404,341.44	-\$4,450,917.88	
10	\$675,646.01	\$247,428.53	\$428,217.48	-\$4,022,700.40	
11	\$702,671.85	\$255,416.15	\$447,255.69	-\$3,575,444.71	
12	\$730,778.72	\$264,308.87	\$466,469.85	-\$3,108,974.86	
13	\$760,009.87	\$274,192.78	\$485,817.09	-\$2,623,157.77	
14	\$790,410.26	\$284,444.51	\$505,965.76	-\$2,117,192.01	
15	\$822,026.67	\$295,822.29	\$526,204.39	-\$1,590,987.62	
16	\$854,907.74	\$306,880.77	\$548,026.97	-\$1,042,960.66	
17	\$889,104.05	\$318,144.59	\$570,959.46	-\$472,001.20	
18	\$924,668.21	\$330,870.38	\$593,797.83	\$121,796.63	
19	\$961,654.94	\$343,234.09	\$618,420.85	\$740,217.48	
20	\$1,000,121.14	\$356,963.46	\$643,157.68	\$1,383,375.17	
Taux de rentabilité interne:		1.5%			

ANNEXE 3 – Paramètres de fonctionnement pour l'algorithme de Hooke-Jeeves

