



Titre: Simulation d'une maison à consommation énergétique nette nulle
Title:

Auteur: Affouda Léon Biaou
Author:

Date: 2004

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Biaou, A. L. (2004). Simulation d'une maison à consommation énergétique nette nulle [Master's thesis, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie.
Citation: <https://publications.polymtl.ca/7345/>

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

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/7345/>
PolyPublie URL:

Directeurs de recherche: Michel Bernier
Advisors:

Programme: Unspecified
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

SIMULATION D'UNE MAISON À CONSOMMATION
ÉNERGÉTIQUE NETTE NULLE

BIAOU AFFOUDA LÉON
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 2004



Library and
Archives Canada

Bibliothèque et
Archives Canada

Published Heritage
Branch

Direction du
Patrimoine de l'édition

395 Wellington Street
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

395, rue Wellington
Ottawa ON K1A 0N4
Canada

Your file Votre référence

ISBN: 0-494-01286-2

Our file Notre référence

ISBN: 0-494-01286-2

NOTICE:

The author has granted a non-exclusive license allowing Library and Archives Canada to reproduce, publish, archive, preserve, conserve, communicate to the public by telecommunication or on the Internet, loan, distribute and sell theses worldwide, for commercial or non-commercial purposes, in microform, paper, electronic and/or any other formats.

The author retains copyright ownership and moral rights in this thesis. Neither the thesis nor substantial extracts from it may be printed or otherwise reproduced without the author's permission.

AVIS:

L'auteur a accordé une licence non exclusive permettant à la Bibliothèque et Archives Canada de reproduire, publier, archiver, sauvegarder, conserver, transmettre au public par télécommunication ou par l'Internet, prêter, distribuer et vendre des thèses partout dans le monde, à des fins commerciales ou autres, sur support microforme, papier, électronique et/ou autres formats.

L'auteur conserve la propriété du droit d'auteur et des droits moraux qui protègent cette thèse. Ni la thèse ni des extraits substantiels de celle-ci ne doivent être imprimés ou autrement reproduits sans son autorisation.

In compliance with the Canadian Privacy Act some supporting forms may have been removed from this thesis.

Conformément à la loi canadienne sur la protection de la vie privée, quelques formulaires secondaires ont été enlevés de cette thèse.

While these forms may be included in the document page count, their removal does not represent any loss of content from the thesis.

Bien que ces formulaires aient inclus dans la pagination, il n'y aura aucun contenu manquant.

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé:

SIMULATION D'UNE MAISON À CONSOMMATION
ÉNERGÉTIQUE NETTE NULLE

présenté par : BIAOU Affouda Léon

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

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

M. PARIS Jean, Ph.D., président

M. BERNIER Michel, Ph.D., membre et directeur de recherche

M. ZMEUREANU Radu, Ph.D., membre

DEDICACE

A mon feu père,

A mon fils Ruben

A ma tendre épouse Hermine

REMERCIEMENTS

Ce travail n'a été possible que grâce à la contribution directe ou indirecte de plusieurs personnes à qui j'aimerais témoigner ma gratitude.

Mes premiers mots de gratitude vont à l'endroit du gouvernement du Canada à travers le Programme Canadien de Bourses de la Francophonie pour m'avoir permis de bénéficier de ce système éducatif de qualité et aussi au gouvernement de mon pays, le Bénin, pour avoir présenté ma candidature.

Je souhaite témoigner particulièrement à mon directeur de recherche, le professeur Michel Bernier, toute ma reconnaissance pour son encadrement de qualité, son esprit d'ouverture, son investissement personnel dans la réussite de ce travail et pour les émotions vécues à ses côtés.

Aux éminents membres du jury de ce mémoire, je dis merci pour leur contribution.

À mes parents (mère, frères et sœurs), voici l'accomplissement de vos prières qui m'ont toujours accompagné dans mon cheminement.

A ma belle mère, mon beau père, mes belles sœurs et beaux frères, retrouvez ici l'expression de ma profonde reconnaissance pour le soutien que vous m'avez toujours apporté.

Je remercie mes collègues de l'équipe du professeur Bernier, Demba, Youcef, Krassimira, et spécialement Jean-Pier Dutil, Yan Ferron et Julien Hulot qui ont apporté une contribution inestimable à la réalisation de ce travail.

Enfin, mes pensées vont à mes amis ici au Canada, notamment Henri, NGuessan, Salifou, Brice, Sophie, Nicaise, Constantin, Colombiano, Jean, Idrissa.

RÉSUMÉ

Les maisons à consommation énergétique nette nulle plus connues sous l'appellation de "zero net energy homes (ZNEH)" sont des maisons énergétiquement efficaces connectées au réseau électrique local et qui ont un système de production d'énergie sur site à partir de sources d'énergies renouvelables, le photovoltaïque (PV) dans la présente étude. Les ZNEH fournissent le surplus d'électricité produit au réseau pendant les périodes de surproduction et puisent de l'énergie sur le même réseau pendant les heures où le système autonome n'arrive pas à satisfaire les besoins de la maison. L'objectif de la présente étude est de simuler, à l'aide du logiciel TRNSYS/IISiBat, une ZNEH munie d'un système PV et d'une pompe à chaleur géothermique.

Les résultats présentés dans ce mémoire montrent qu'il est possible de réaliser des ZNEH au Canada avec des technologies existantes. A Montréal, par exemple, les besoins énergétiques annuels de la ZNEH étudiée sont de 13550 kWh alors que le système PV produit 13655 kWh par an (160 kWh/an/m² de module PV), donnant un bilan essentiellement nul. Au niveau du distributeur d'électricité, les implications d'une ZNEH sont importantes. Ainsi, pour la maison tout électrique conventionnelle, le distributeur électrique devra fournir 24131 kWh et la demande de pointe sera de 9,8 kW. Dans le cas de la ZNEH, le distributeur électrique n'a plus qu'à fournir 8957 kWh d'électricité sur une base annuelle et la demande de pointe n'est plus que de 3,85 kW. Outre l'utilisation d'un système PV, cette réduction s'explique par l'utilisation d'une PAC géothermique qui permet de réduire les besoins électriques de 44% par rapport à la même maison chauffée à l'électricité.

Par ailleurs, une analyse paramétrique révèle que si les ZNEH utilisent des technologies existantes encore plus énergétiquement efficaces, il est possible

de réduire la taille des coûteuses installations photovoltaïques. Ainsi, en combinant les trois scénarios analysés (doublement de la résistance thermique des parois de la maison, réduction de l'infiltration d'air à 0,35 CAH et réduction de moitié de la consommation des équipements), il est possible de réduire la taille des systèmes PV de 26%. En utilisant des modules PV plus performants (avec un rendement de 13,3% au lieu de 11,5%) avec ces trois scénarios combinés, cette réduction atteint 40%.

Tel que le démontre l'étude économique, les ZNEH ne sont pas encore économiquement rentables, surtout à cause du coût encore élevé du système PV. Ainsi, le système PV de la ZNEH étudiée est de 8\$CAN par watt installé, ce qui donne un temps de retour simple sur l'investissement de 57 ans pour une telle maison construite à Montréal.

L'analyse de l'impact environnemental de la ZNEH construite à Montréal montre que le temps de retour de l'énergie utilisée pour fabriquer le système PV est de 4,3 années pour l'électricité intrinsèque. En d'autres mots, le système PV doit fonctionner pendant 4,3 années avant de produire autant d'électricité que l'électricité requise pour sa fabrication. Le temps de retour baisse à 0,4 an (5 mois) pour l'énergie primaire non renouvelable si les modules sont fabriqués au Québec. Pour des modules fabriqués en Europe, le temps de retour de l'énergie primaire non renouvelable sera de 9,3 ans.

L'analyse de cycle de vie effectuée montre que le système photovoltaïque utilisé dans la ZNEH de Montréal émet 33 tonnes équivalent CO₂ de GES (liés à la fabrication du système en Europe) alors que la maison conventionnelle en émet une quantité similaire soit 30 tonnes équivalent CO₂ pour son fonctionnement. Dans le cas où les modules sont fabriqués au Québec, la ZNEH n'émettrait que 3 tonnes équivalent CO₂ contre 30 tonnes équivalent CO₂ pour la maison conventionnelle.

ABSTRACT

Zero net energy homes (ZNEH) are energy-efficient grid-connected houses with on-site electrical production from renewable energy sources, from photovoltaic (PV) sources in the present study. ZNEH send electricity to the utility when there is a surplus and draw from the same grid in the case of on-site energy production shortage. On an annual basis, the excess energy sent to the utility is enough to balance the amount purchased. The objective of the present study is to simulate, using the TRNSYS/IISiBat software, a ZNEH equipped with a PV systems and a geothermal heat pump.

The results presented in this thesis show that ZNEH using existing technologies are feasible in Canada. For Montréal, the annual energy needs of the ZNEH are 13550 kWh whereas the PV system produces 13655 kWh annually, giving essentially a zero balance. The energy implications of ZNEH on electrical distribution companies are important. For instance, for a conventional house, the electrical company has to supply 24131 kWh of electricity with a peak demand of 9.8 kW. With a ZNEH, the electrical company only needs to provide 8957 kWh of electricity with a peak demand of 3.85 kW. Aside from the PV system, this reduction is due to the use of a geothermal heat pump which reduces the electricity needs by 44% in comparison to the conventional house.

A parametric analysis reveals that it is possible to reduce the size of the costly PV system by using existing technologies which are more energy efficient. For example, if the thermal resistance of the envelop is doubled, the air infiltration rate is set to the annual average of 0.35 ACH and the lights and equipments consumption is reduced by half then the size of the PV system can be reduced by 26%. In addition, if more efficient PV panels (with an efficiency of 13,3% instead of 11,5%) are combined with these scenarios, the system size reduction reaches 40%.

As shown by the economic analysis presented here, ZNEH are not yet economically viable due to the high costs of the PV system. In this study, a PV cost of 8\$CAN per installed watt is used. With such a cost, the ZNEH for Montréal has a simple payback of 57 years.

For the ZNEH located in Montréal and for PV modules fabricated in Europe, the environmental impact analysis shows that the energy pay-back time of the PV system is 4.3 years for the embodied electricity. In other words, the PV system has to work for 4.3 years before it produces enough electricity to compensate the electricity it took to fabricate the PV modules. This value is reduced to 0.4 year (5 months) for the embodied non renewable energy if the modules are manufactured in Québec. For modules made in Europe, the non renewable energy pay-back time is 9.3 years.

The life cycle analysis performed indicates that the photovoltaic system used in the ZNEH of Montréal emits 33 tons equivalent CO₂ whereas the conventional home produces 30 tons equivalent CO₂ for its operation. When the modules are manufactured in Québec, the greenhouse gases (GHG) emissions of the ZNEH are only 3 tons equivalent CO₂ compared to the 30 tons equivalent CO₂ emitted by the conventional home.

TABLE DES MATIERES

DEDICACE.....	iv
REMERCIEMENTS.....	v
RÉSUMÉ.....	vi
ABSTRACT	viii
TABLE DES MATIERES	x
LISTE DES TABLEAUX	xvii
LISTE DES FIGURES	xx
LISTE DES ANNEXES	xxiii
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1: DESCRIPTION DE LA MAISON A CONSOMMATION ENERGETIQUE NETTE NULLE	5
1.1 Introduction	5
1.2 Principe de fonctionnement	8
1.3 Description des différents composants de la ZNEH.....	10
1.3.1 La maison.....	10
1.3.2 Les modules photovoltaïques.....	11
1.3.3 L'onduleur	12

1.3.3.1 Fonctionnement.....	12
1.3.3.2 Maximum power point tracker (MPPT)	12
1.3.4 La pompe à chaleur géothermique.....	13
1.3.5 Le désurchauffeur	15
1.3.6 Les équipements.....	17
CHAPITRE 2: REVUE DE LITTÉRATURE SUR LES ZNEH	18
2.1 Introduction	18
2.2 Maisons à faible consommation d'énergie	18
2.3 Travaux sur les ZNEH.....	20
2.3.1 Expériences des USA	20
2.3.2 Expériences de la Hollande.....	22
2.3.3 Expériences au Japon.....	25
2.3.4 Expériences au Canada	27
2.3.5 Conclusion	28
CHAPITRE 3: L'ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE.....	29
3.1 Introduction	29
3.2 Le gisement solaire.....	29
3.3 Le marché photovoltaïque	33

3.4 Production de l'électricité photovoltaïque.....	37
3.4.1 Effet photovoltaïque	37
3.4.2 Principe de fonctionnement d'une cellule PV	38
3.4.3 Dopage des semi-conducteurs.....	40
3.5 Les technologies photovoltaïques.....	41
3.5.1 Le silicium cristallin	41
3.5.1.1 Le silicium monocristallin	42
3.5.1.2 Le silicium polycristallin	42
3.5.1.3 Rubans et couches semi-minces.....	43
3.5.2 Le silicium amorphe	43
3.5.3 Autres types de cellules	44
3.6 Description des systèmes photovoltaïques.....	45
3.6.1 Caractéristiques de la cellule PV.....	45
3.6.2 Facteurs influençant la performance d'une cellule PV	47
3.6.3 Les modules photovoltaïques.....	50
3.6.4 Les applications photovoltaïques	53
3.7 Impact environnemental des systèmes PV : revue de littérature	55

5.2.2 Implantation dans TRNSYS	78
5.3 L'échangeur géothermique	80
5.4 Le thermostat	84
5.5 La pompe de circulation	85
5.6 L'eau chaude domestique	87
5.6.1 Le désurchauffeur	88
5.6.2 Le réservoir d'eau chaude	90
CHAPITRE 6: MODELISATION DU SYSTÈME PHOTOVOLTAÏQUE	95
6.1 Introduction	95
6.2 Modélisation des systèmes photovoltaïques	95
6.2.1 Revue de littérature	95
6.2.2 Description du modèle photovoltaïque utilisé	97
6.2.3 Recherche du point de puissance maximale	104
6.3 Implantation dans TRNSYS	104
6.4 L'onduleur	110
6.5 Évaluation du rayonnement solaire : TYPE 16	112
CHAPITRE 7: RÉSULTATS	116
7.1 Introduction	116

7.2 Charges horaires de climatisation et de chauffage de la maison pour Montréal.....	116
7.3 Les besoins d'énergie pour l'eau chaude domestique	124
7.4 Opération de la pompe à chaleur.....	129
7.5 Fonctionnement de l'échangeur géothermique.....	132
7.6 Profil type de demande de puissance de la maison pour une journée..	137
7.6.1 Journée d'hiver : 2 janvier	137
7.6.2 Journée d'été : 28 juin	139
7.7 Analyse de la consommation énergétique de la maison	141
7.7.1 Structure de la consommation électrique de la maison.....	141
7.7.2 Comparaison de la consommation et de la production d'énergie....	141
7.7.3 Analyse de la consommation d'énergie de la ZNEH	143
7.8 Analyse paramétrique	148
7.9 Résultats de simulation de la maison pour plusieurs villes canadiennes	151
CHAPITRE 8: EVALUATION ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE ...	155
8.1 Introduction	155
8.2 Évaluation économique.....	155

8.2.1 Coût du projet.....	155
8.2.2 Coût de l'énergie	157
8.2.3 Période de récupération de l'investissement.....	160
8.3 Impact environnemental.....	161
8.3.1 Énergie intrinsèque des modules PV	161
8.3.2 Émissions de GES intrinsèques des modules PV	166
8.3.3 Émissions de GES liées au fonctionnement de la maison	168
CONCLUSION	173
REFERENCES.....	178
ANNEXES	187

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1: Niveaux d'isolation typiques des maisons au Canada (ENERINFO Février 2000)	10
Tableau 2.1: Consommation énergétique annuelle des maisons à faible consommation d'énergie (énergie achetée).....	19
Tableau 2.2: Caractéristiques des trois types de résidences présentées par Gilijamse (1995).....	24
Tableau 3.1: Évolution des prix de modules dans différents pays en dollars courants	35
Tableau 3.2: Prix en dollars courants de systèmes installés pour différents pays en 2002.....	36
Tableau 3.3: Émissions typiques de gaz à effet de serre de différentes options de production d'électricité selon une approche de cycle de vie pour l'Amérique du Nord (g éq. CO ₂ /KWh).....	57
Tableau 4.1: Caractéristiques de la maison simulée	65
Tableau 4.2: Les paramètres définies dans le TYPE 160	68
Tableau 4.3: Valeurs recommandées pour différents niveaux d'étanchéité de construction	69
Tableau 5.1: Les paramètres pertinents du TYPE 197.....	78
Tableau 5.2: Caractéristiques de l'échangeur dans le sol	84
Tableau 5.3: Les coefficients utilisés dans l'équation 5.4 pour le modèle E030 89	

Tableau 5.4: Caractéristiques du réservoir utilisé dans cette étude	91
Tableau 6.1: Caractéristiques électriques du module SP140 de Shell Solar utilisé dans cette étude	105
Tableau 6.2: Les paramètres utilisés par le TYPE 94	106
Tableau 6.3: Les Inputs utilisés par le TYPE94.....	107
Tableau 6.4: Les Outputs du TYPE 94.....	107
Tableau 7.1: Structure de la consommation électrique de la maison	141
Tableau 7.2: Présentation des résultats des différents scénarios	149
Tableau 7.3: Récapitulatif des résultats pour quatre villes canadiennes	152
Tableau 7.4: Degrés jours (sous 15°C) et insolation des quatre villes (aéroports internationaux)	153
Tableau 8.1: Coût (sans taxes) du système proposé pour la ZNEH.....	156
Tableau 8.2: Coût du système de conditionnement d'air d'une maison conventionnelle	157
Tableau 8.3: Coût de l'énergie pour une résidence conventionnelle et une ZNEH située à Montréal	158
Tableau 8.4: Le coût de l'énergie pour la ZNEH située à Edmonton avec chauffage au gaz	159
Tableau 8.5: Période de retour de l'investissement simple pour Montréal et Edmonton	160

Tableau 8.6: Évaluation de l'énergie électrique requise pour la fabrication du système PV de 9,8 kW crête.....	162
Tableau 8.7: Structure de production d'électricité par sources d'énergie primaire (%)	163
Tableau 8.8: Rendement typique de centrales de production d'électricité	164
Tableau 8.9: Évaluation de l'énergie primaire requise pour la production de 85.4 m ² de panneaux PV incluant les supports et châssis dans différentes régions	165
Tableau 8.10: Émissions de GES de quelques options de production d'électricité en Amérique du Nord.....	167
Tableau 8.11: Émissions de GES intrinsèques liées au système PV (85.4 m ²) produit dans différentes régions (kg équivalent CO ₂).....	167
Tableau 8.12: Intensité en CO ₂ de l'électricité consommée au Canada.....	169
Tableau 8.13: Comparaison sur le cycle de vie de la consommation d'électricité d'une maison conventionnelle et de la ZNEH	169
Tableau 8.14: Comparaison sur le cycle de vie de la consommation d'énergie primaire d'une maison conventionnelle et de la ZNEH	170
Tableau 8.15: Comparaison sur le cycle de vie des émissions de GES d'une maison conventionnelle et de la ZNEH (unités : tonnes équivalentsCO ₂).....	171

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1: Schéma de principe de la ZNEH	8
Figure 1.2: Schéma d'ensemble de la PAC géothermique utilisée.....	15
Figure 3.1: Répartition du marché mondial du PV en 2003.....	34
Figure 3.2: Fonctionnement d'une cellule PV.....	39
Figure 3.3: Schéma équivalent d'une cellule PV	45
Figure 3.5: Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique I-V d'une cellule PV.....	48
Figure 3.6: Influence de la température sur la caractéristique I-V d'une cellule PV.....	49
Figure 4.1: Exemple de représentation de système dans IISiBat.....	59
Figure 4.3: Fenêtre d'assemblage du projet dans IISiBat.....	62
Figure 4.4 : Fenêtre principale d'entrée de données dans PREBID.....	64
Figure 4.6: Profil de consommation des lumières et des équipements	70
Figure 5.2: Représentation schématique d'une pompe à chaleur eau-air	76
Figure 5.3: Performance de la PAC E030 de ClimateMaster	79
Figure 5.4: Échangeur géothermique.....	80
Figure 5.5: Représentation des différentes régions.....	83

Figure 5.6: Principe de chauffage de l'eau sanitaire.....	87
Figure 5.7: Profil de consommation d'eau chaude domestique utilisé dans cette étude	93
Figure 5.8: Température de l'eau dans l'aqueduc de Montréal	94
Figure 6.1: Schéma équivalent du modèle PV à quatre paramètres	99
Figure 6.2: Comparaison des caractéristiques constructeur aux outputs	108
Figure 6.3: Comparaison des caractéristiques constructeur aux outputs	109
Figure 7.1: Charges de chauffage/climatisation de la maison pour Montréal..	117
Figure 7.2 : Gains et pertes par l'enveloppe.....	118
Figure 7.3: Gains solaires de la maison	118
Figure 7.4: Taux d'infiltration d'air.....	120
Figure 7.5: Pertes de chaleur dues à l'infiltration.....	120
Figure 7.6: Température de l'air extérieur	121
Figure 7.7: Vitesse moyenne horaire du vent.....	122
Figure 7.8: Température de la maison	123
Figure 7.9: Puissance électrique requise pour le chauffage de l'eau	125
Figure 7.10: Puissance fournie par le désurchauffeur	126
Figure 7.11: Puissance fournie par les résistances électriques.....	126

Figure 7.12: Évolution de la température de l'eau chaude domestique.....	128
Figure 7.13: Puissance électrique demandée par la pompe à chaleur.....	129
Figure 7.14: Évolution du temps d'opération de la PAC	130
Figure 7.15: Évolution du coefficient de performance de la PAC	131
Figure 7.16 Température de l'eau à l'entrée de la PAC.....	133
Figure 7.17: Température de l'eau à la sortie de la PAC.....	133
Figure 7.18: Comportement thermique du sol lors de la première année.....	135
Figure 7.19 : Évolution des températures de l'eau entrant dans la PAC	135
Figure 7.20 : Profil de demande de puissance pour une journée typique d'hiver	137
Figure 7.21 : Bilan de puissance pour une journée typique d'hiver	138
Figure 7.22: Profil de demande de puissance pour une journée typique d'été	139
Figure 7.23 Bilan de puissance pour une journée typique d'été	140
Figure 7.24: Cumuls d'énergie dans la maison	142
Figure 7.25: Demande totale de puissance: chauffage électrique.....	144
Figure 7.26: Demande totale de puissance: chauffage avec PAC géothermique	145
Figure 7.27: Comparaison des deux configurations	146

LISTE DES ANNEXES

ANNEXE A	187
ANNEXE B	189
ANNEXE C	195

INTRODUCTION

La problématique du développement durable appelle aujourd'hui des actions dynamiques en vue d'utiliser de façon rationnelle les ressources naturelles. Les sources d'énergie fossiles ont montré leur limite quand à assurer un développement propre et durable qui garantit l'avenir des générations futures. Les réserves mondiales découvertes à ce jour s'amenuisent de jour en jour. En effet, selon l'Organisation des Pays Producteurs et Exportateurs de Pétrole (OPEP), au rythme d'exploitation actuelle, les réserves des pays membres s'épuiseront dans 80 ans alors que les réserves des pays non membres s'épuiseront dans une vingtaine d'années (OPEP 2000). De plus, l'utilisation de l'énergie fossile est responsable, dans une large mesure, des émissions de gaz à effet de serre (GES) et du réchauffement de la planète.

La consommation totale d'énergie secondaire du Canada en 2002 était de 8217 pentajoules pour des émissions totales de GES de 728 Mt équivalent CO₂. Le secteur de l'énergie est responsable de 66% de ces émissions soit 482 Mt de CO₂ (Office de l'Efficacité Énergétique [OEE] 2004). La part des bâtiments dans la consommation énergétique du Canada est très importante. En effet, les bâtiments consomment 2529 PJ soit 31% de la consommation énergétique totale du Canada. Les émissions de GES liées à cette consommation sont de 140 Mt équivalent CO₂. Les résidences sont responsables de la majeure partie de la consommation du secteur des bâtiments. Les 13 millions de bâtiments résidentiels que compte le Canada consomment 17% (1399 PJ) de toute l'énergie secondaire du pays et sont responsables de 15,6% (75 Mt) des émissions de gaz à effet de serre liées au secteur de l'énergie (OEE 2004).

Les chiffres sont presque similaires dans plusieurs pays du monde, notamment les pays développés. Aux USA, par exemple, les résidences ont consommé

22% de toute la consommation énergétique du pays en 2003 et sont responsables de 21% des émissions de GES (Energy Information Administration [EIA] 2004).

Face à cette situation, plusieurs actions sont menées à travers le monde pour renverser la tendance actuelle. Dans le domaine énergétique, des mesures incitatives en efficacité énergétique sont soutenues par les gouvernements. Les énergies renouvelables (ENR) apparaissent aussi comme une alternative incontournable à la résolution de la crise des énergies fossiles et à la réduction des émissions de GES.

Le domaine des bâtiments et tout particulièrement le secteur résidentiel renferment un potentiel d'économies d'énergie et de réduction des émissions de GES relativement importants. Plusieurs travaux d'amélioration de l'efficacité énergétique sont entrepris dans le secteur du bâtiment par les professionnels et les agences gouvernementales pour concevoir et promouvoir des bâtiments à faible consommation d'énergie. Le présent travail s'inscrit dans cette foulée et concerne les maisons à consommation énergétique nette nulle ("zero net energy homes (ZNEH) en anglais"). Les ZNEH sont des maisons efficaces connectées au réseau électrique local et qui ont un système de production d'énergie sur site à partir de sources d'énergies renouvelables, le photovoltaïque dans la présente étude. Les ZNEH fournissent le surplus d'électricité produit au réseau pendant les périodes de surproduction et puisent de l'énergie sur le même réseau pendant les heures où le système autonome n'arrive pas à satisfaire les besoins de la maison. L'objectif des ZNEH est d'arriver à un équilibre annuel entre l'excédent d'énergie fournie au réseau et le déficit d'énergie comblé par le réseau.

Avant tout, les ZNEH sont des maisons énergétiquement efficaces. Ceci est nettement le cas dans la présente étude. Ainsi, la maison étudiée est de type R-

2000, soit à haut rendement thermique et possède une pompe à chaleur géothermique à coefficient de performance élevé qui assure le chauffage et la climatisation de la résidence ainsi qu'une partie de la production d'eau chaude domestique.

L'objectif principal de la présente étude est de simuler une maison à consommation énergétique nette nulle et de démontrer qu'il est possible d'avoir un bilan énergétique annuel nul en utilisant des appareils disponibles commercialement.

Ce mémoire est divisé en huit chapitres. Le chapitre 1 est consacré à la description générale des différents composants de la maison à consommation énergétique nette nulle et au principe de fonctionnement de la maison.

Le chapitre 2 fait une revue de la littérature portant sur les travaux et réalisations dans le domaine des ZNEH.

Le chapitre 3 est entièrement consacré à l'énergie photovoltaïque qui est la ressource énergétique utilisée pour les besoins électriques de la maison. Ce chapitre présente un aperçu de la ressource, fait un survol du marché photovoltaïque et aborde en détails la technologie photovoltaïque. Il s'achève par une brève revue de littérature sur l'impact environnemental des systèmes PV.

La modélisation de la maison étudiée est traitée aux chapitres 4, 5 et 6. Le chapitre 4 aborde les différentes étapes de création de l'enveloppe de la maison dans le logiciel TRNSYS et les différents facteurs influençant la consommation énergétique de la résidence (infiltration, charges internes, etc.). Ensuite, la modélisation du système de chauffage et de climatisation est traitée au chapitre 5. Ce système est composé d'une pompe à chaleur géothermique, d'un échangeur dans le sol et du système de production d'eau chaude domestique.

Enfin, le chapitre 6 fait une revue de littérature des modèles de prédiction de modules PV existants et présente le modèle utilisé dans ce travail.

Les résultats sont présentés au chapitre 7. Les résultats du fonctionnement de chaque élément constitutif de la maison sont présentés et la consommation énergétique totale de la maison est analysée en détail.

Le chapitre 8 est consacré à une évaluation économique et environnementale de la maison qui fait l'objet de la présente étude. Il présente le coût supplémentaire engendré par l'utilisation de la pompe à chaleur géothermique et les modules PV. Ce chapitre aborde en dernier ressort l'impact environnemental des ZNEH et les compare aux maisons conventionnelles.

CHAPITRE 1

DESCRIPTION DE LA MAISON A CONSOMMATION ENERGETIQUE NETTE NULLE

1.1 Introduction

Une maison à consommation énergétique nette nulle est une résidence à faible consommation d'énergie qui produit de façon autonome toute l'énergie dont elle a besoin à partir de sources d'énergie renouvelables. Sur une base annuelle, une maison à consommation énergétique nette nulle produit au moins autant d'énergie qu'elle en consomme. Dans le but d'alléger l'écriture, l'acronyme anglais ZNEH (Zero Net Energy Homes) sera utilisé tout au long de ce travail pour désigner les maisons à consommation énergétique nette nulle.

Les sources d'énergie renouvelables, notamment le photovoltaïque (PV) et l'éolien, ne sont pas toujours disponibles au moment opportun. Pour surmonter ce handicap, les ZNEH utilisent un moyen de stockage d'énergie. Pour des systèmes isolés, les batteries d'accumulateurs sont utilisées pour stocker le surplus d'énergie pendant les périodes de disponibilité de la ressource; cette énergie stockée est utilisée pendant les périodes d'indisponibilité. Deux principaux inconvénients sont liés au stockage par les batteries d'accumulateurs. D'abord, les accumulateurs engendrent un surcoût important lié aussi bien à leur installation qu'à leur entretien et leur remplacement. Ensuite, à la fin de leur vie, le recyclage des batteries pose problème au niveau environnemental à cause des métaux lourds (Plomb, Lithium, Cadmium...) qu'elles contiennent (Richard et al. 2001). Cette problématique va à l'encontre même du principe des ZNEH qui se veulent non seulement énergétiquement efficaces mais aussi écologiques.

Pour contourner les problèmes liés à l'utilisation des batteries, le réseau électrique est souvent utilisé comme moyen de stockage. C'est la configuration connue sous l'appellation "connectées au réseau" ("grid-connected" en anglais). C'est cette configuration qui sera étudiée ici. Pendant les périodes de surproduction, le surplus d'énergie est envoyé au réseau et pendant les périodes où la maison n'arrive pas à couvrir ses propres besoins électriques, le réseau fournit l'énergie nécessaire. Un compteur d'énergie fonctionnant dans les deux sens permet de comptabiliser les entrées et sorties d'énergie.

Les ZNEH connectées au réseau conduisent à une facture énergétique nulle lorsque que le distributeur d'électricité est disposé à récupérer l'énergie excédentaire à un prix équivalent à celui facturé au client. Lorsque la tarification est différenciée dans le temps, un bilan énergétique annuel nul ne correspond pas nécessairement à une facture énergétique nulle. Ainsi, si le distributeur est prêt à payer plus cher pour l'électricité produite pendant les heures d'ensoleillement, on peut envisager que la facture énergétique pourrait devenir négative, i.e. que le consommateur recevrait des redevances du distributeur. On peut également envisager un scénario pour lequel la production d'énergie électrique d'origine PV pourrait être inférieure à la consommation d'énergie électrique de la résidence tout en maintenant une facture énergétique nulle. Ce faisant, la taille et le coût du système PV pourraient être réduit. Cependant, le bilan énergétique serait non nul.

Les coûts d'installation de l'électricité produite à partir des sources d'énergie renouvelables demeurent élevés comparativement aux systèmes de production d'électricité conventionnels (voir chapitre 3). C'est pourquoi l'énergie produite doit être utilisée de façon optimale. Les ZNEH doivent donc être conçues pour consommer le moins d'énergie possible. Ceci est généralement réalisé grâce à:

- une enveloppe thermique efficace

- des appareils et équipements à faible consommation d'énergie
- des systèmes de conditionnement d'air et de chauffage de l'eau performants.

Ces caractéristiques confèrent à ce genre de bâtiment certains avantages supplémentaires par rapport aux résidences conventionnelles :

- les enveloppes efficaces réduisent les fluctuations de température permettant ainsi d'améliorer le confort des occupants
- l'efficacité énergétique d'une ZNEH et l'utilisation de sources d'énergie renouvelables non polluantes permettent de réduire les émissions des gaz à effet de serre.

1.2 Principe de fonctionnement

La figure 1.1 présente schématiquement la maison à consommation énergétique nette nulle qui fait l'objet de la présente étude.

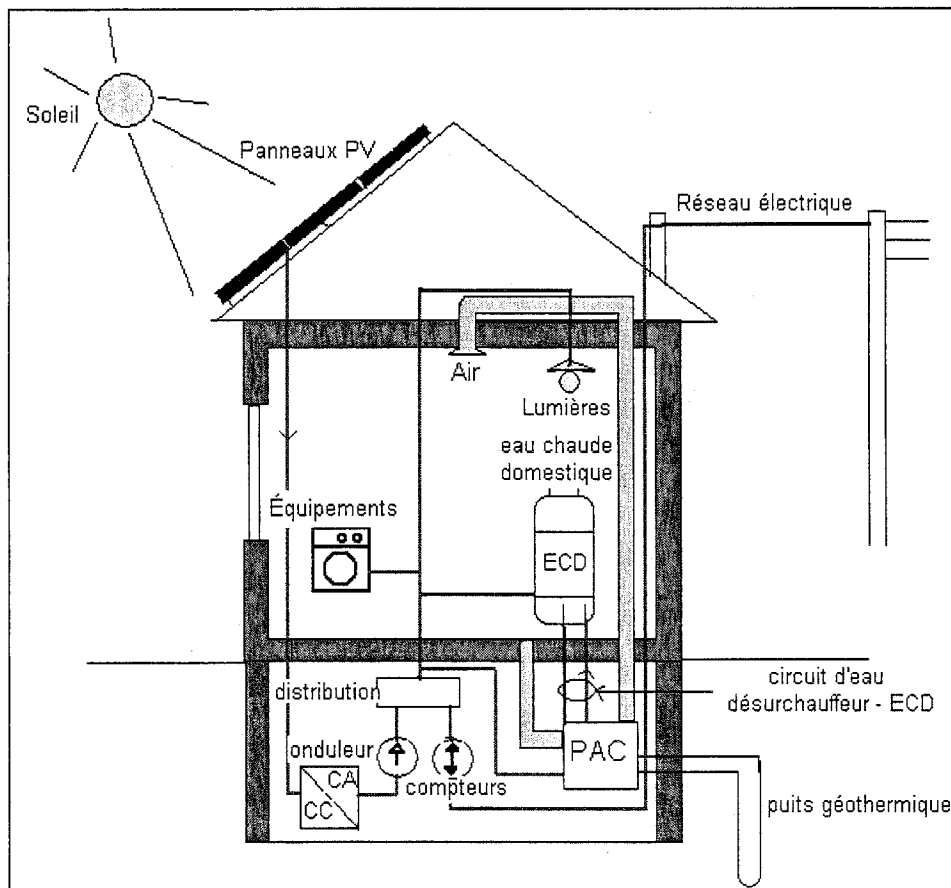


Figure 1.1: Schéma de principe de la ZNEH

Les principaux composants de cette maison sont :

- les panneaux photovoltaïques qui servent à la production d'électricité. Ils sont installés sur le toit de la maison,
- l'onduleur: il convertit le courant continu produit par les modules PV en courant alternatif de mêmes caractéristiques que celui du réseau

électrique conventionnel. Il est équipé d'un "suiveur de point optimum" ("maximum power point tracker" en anglais),

- le réseau électrique local qui sert de moyen de stockage d'électricité,
- une pompe à chaleur géothermique qui permet d'assurer efficacement ($COP > 3$) les besoins en chauffage et en climatisation de la maison. Elle est munie d'un désurchauffeur servant à préchauffer l'eau chaude sanitaire.

Une ZNEH est caractérisée par des échanges d'énergie sous deux formes : l'énergie électrique et l'énergie thermique. Ces deux formes d'énergie sont mises en œuvre à travers quatre circuits: le circuit électrique, le circuit d'air, le circuit de l'eau chaude domestique (ECD) et le circuit du fluide caloporteur de la boucle géothermique.

Au niveau de l'électricité, le générateur photovoltaïque (panneaux PV et onduleurs) produit l'électricité nécessaire au fonctionnement de l'éclairage, des équipements et de la pompe à chaleur. Par ailleurs, un compteur séparé permet de comptabiliser l'énergie produite par le système PV.

La seconde forme d'énergie échangée dans la maison est de forme thermique. Cet échange d'énergie est lié à l'utilisation de la pompe à chaleur géothermique (PAC). La PAC est munie de deux circuits de liquide et d'un circuit d'air. Ces différents circuits permettent d'assurer le conditionnement de l'air et le préchauffage de l'eau sanitaire. Le premier circuit relie la PAC au puits géothermique à travers un échangeur géothermique. L'échangeur est constitué d'un tube en U en boucle fermée. Le fluide caloporteur utilisé ici est une eau faiblement glycolée. En mode chauffage, la pompe à chaleur puise de la chaleur du sol pour chauffer l'air de la maison et préchauffer l'eau sanitaire. Par contre, en mode climatisation, la PAC retire la chaleur de l'air de la maison; une partie de cette chaleur est utilisée pour chauffer l'eau sanitaire et le reste est rejeté

dans le sol. Le sol est donc utilisé comme une source et un puits de chaleur selon que l'on soit en mode chauffage ou en mode climatisation. Le deuxième circuit d'eau relie le réservoir d'eau sanitaire et le désurchauffeur de la PAC qui sert à préchauffer l'eau sanitaire. Cette eau préchauffée est prise au bas du réservoir, circulée dans le désurchauffeur et retournée à la partie supérieure du réservoir d'eau par une pompe de circulation. De plus, le réservoir est muni d'éléments électriques conventionnels permettant de porter l'eau à la température finale d'utilisation.

1.3 Description des différents composants de la ZNEH

Dans cette partie, une description générale des différents composants de la maison et des technologies utilisées est présentée.

1.3.1 La maison

La maison simulée dans la présente étude a les caractéristiques des maisons R-2000 (ENERINFO 2000). Ces maisons sont reconnues pour leurs niveaux d'isolation et d'étanchéité élevés par rapport aux maisons ordinaires. Les niveaux d'isolation typiques pratiqués dans les maisons R-2000 sont récapitulés dans le tableau 1.1 ci-dessous.

Tableau 1.1: Niveaux d'isolation typiques des maisons au Canada (ENERINFO Février 2000)

m ² °C/W	Pratique typique	R-2000 typique
Comble	7	8,75 - 10,5
Murs	3,5	4,5 - 5,25
Sous-sol	0 - 2,1	3,5
Fenêtres	Claire	Faible émissivité, gaz de remplissage autre que l'air.

Les maisons R-2000 mettent l'emphasis sur la consommation énergétique et l'utilisation de technologies efficaces relatives à la ventilation, l'étanchéité, l'isolation, le choix des matériaux, la qualité de l'air intérieur, l'utilisation de produits écologiques, la gestion de l'eau, etc. La conception de ces maisons est basée sur la performance énergétique de la maison par la mise en œuvre de certains critères plutôt que des prescriptions précises sur la construction de la maison; cela donne ainsi une plus grande liberté aux designers dans les choix les plus efficaces et économiques à la réalisation des objectifs.

Selon l'objectif énergétique établi pour les maisons R-2000, la consommation énergétique de ces maisons doit être inférieure d'au moins 30% à celle des maisons de conception traditionnelle de la même région.

Par ailleurs, le taux d'infiltration d'air dans une maison R-2000 (relevé au moyen du test d'infiltrométrie) doit représenter moins de la moitié du taux d'infiltration d'air qui entre habituellement dans les maisons de conception traditionnelle. L'infiltration d'air dans une maison R-2000 doit être inférieure à 1,5 fois le volume d'air total de la maison par heure (1,5 renouvellement d'air à 50 Pa de pression différentielle). Les maisons anciennes ont souvent des taux d'entrée d'air de 8 à 10 fois plus élevés que ceux permis pour les maisons R-2000 (Office de l'Efficacité Énergétique [OEE] 2000).

La maison étudiée dans ce travail se veut une maison R-2000 dans la conception de l'isolation et de l'infiltration d'air. Les méthodes et valeurs utilisées sont décrites en détail au chapitre 4.

1.3.2 Les modules photovoltaïques

L'énergie solaire photovoltaïque a été choisie comme source d'énergie renouvelable. Nous ne nous attarderons pas sur le fonctionnement du système photovoltaïque ici car le chapitre 3 y est entièrement consacré.

1.3.3 L'onduleur

L'onduleur est un élément clé d'un générateur photovoltaïque. Il est utilisé dans un système PV lorsque la charge requiert un courant alternatif. Sa fonction principale est de convertir le courant continu produit par les modules PV en courant alternatif.

1.3.3.1 Fonctionnement

Le courant continu produit par les panneaux PV est converti en courant alternatif de caractéristiques conformes à celles des charges à alimenter (tension, fréquence, déphasage, harmonique,...). Dans un système connecté au réseau électrique local, c'est un appareil électronique de haute technologie, géré par microprocesseur, garantissant que le courant produit répond exactement aux normes fixées par la compagnie d'électricité.

Le courant continu des panneaux PV est haché en courant alternatif (20kHz) par un pont de transistors. Le couplage au réseau s'effectue par l'intermédiaire d'un transformateur torique. La régulation du courant injecté par un microcontrôleur garantit une forme parfaitement sinusoïdale de courant et un taux d'harmoniques extrêmement faible.

1.3.3.2 Maximum power point tracker (MPPT)

En plus de sa fonction de transformer le courant continu en courant alternatif, l'onduleur a plusieurs autres fonctions importantes dans un système connecté au réseau dont celui de recherche du point de fonctionnement optimal ("maximum power point" en anglais). Tel que montré au chapitre 3, une cellule photovoltaïque peut opérer, pour une irradiation et une température données, sur une courbe tension vs courant. Or, l'opération de la cellule photovoltaïque pour un binôme (tension, courant) donné n'engendre par nécessairement une puissance maximum. Le "maximum power point tracker" est un dispositif

électronique qui force le générateur PV à fonctionner, par variation d'impédance, au point où il doit fournir le maximum de sa puissance (i.e. le maximum du produit de la tension par le courant). Il fonctionne comme un circuit d'adaptation d'impédance. Le MPPT fait partie intégrante de l'onduleur. La régulation assure le fonctionnement automatique et la recherche du point de fonctionnement optimal du générateur.

Avec la percée de plus en plus accrue des systèmes connectés au réseau dans le marché du photovoltaïque (voir chapitre 3), les onduleurs spécialement conçus pour cette application connaissent aussi un grand essor. Plusieurs fabricants mettent aujourd'hui sur le marché des produits fiables, robustes et à haut rendement.

Les onduleurs ont deux caractéristiques essentielles : la puissance nominale de sortie qui est la puissance maximale que peut fournir l'onduleur de façon continue et la puissance de pointe qui représente la puissance maximale que peut délivrer l'onduleur pendant un court instant, notamment lors du démarrage des moteurs qui requiert un courant de démarrage élevé.

1.3.4 La pompe à chaleur géothermique

Les pompes à chaleur (PAC) sont des appareils de réfrigération à compression mécanique réversibles qui permettent de chauffer ou refroidir un fluide. En mode chauffage, la PAC puise de l'énergie thermique gratuitement d'une source à basse température (le sol dans le cas présent) et la rejette dans un puits à haute température (air des locaux). Le passage entre ces deux niveaux de température s'effectue grâce à l'utilisation d'un compresseur qui permet d'élever la pression du réfrigérant et, par conséquent, sa température. En mode climatisation, la PAC retire de la chaleur de l'air des locaux et la rejette dans le sol. Que ce soit en climatisation ou en chauffage, les PAC ont un coefficient de performance (COP) relativement élevé, de l'ordre de 3 à 5. Cela signifie

qu'entre 3 et 5 unités d'énergie de chaleur (ou de froid) sont produites pour une unité d'énergie dépensée au compresseur. Ce COP élevé confère aux PAC un avantage énergétique certain par rapport aux systèmes conventionnels sans compter la réduction des gaz à effet de serre liée à une basse consommation énergétique. De plus, contrairement aux PAC air-air dont les performances se dégradent lors des grands froids, les PAC géothermiques bénéficient d'une source, le sol, dont la température est à peu près constante. Ceci permet d'avoir un COP constant durant toute l'année. Le lecteur pourra trouver une description détaillée du fonctionnement et des performances des PAC dans le mémoire de maîtrise de Lemire (1999).

La PAC géothermique de la présente étude utilise une boucle fermée dans le sol tel que montré à la figure 1.2. Cette boucle est constituée d'un puits vertical dans lequel est inséré un tube en U de polyéthylène haute densité (PEHD) (Bernier et Randriamiarinjatovo 2001).

Le mode de fonctionnement d'une telle installation est relativement simple. Lorsqu'il y a demande en chauffage ou en climatisation, le compresseur de la PAC et la pompe de circulation sont mis en marche. Cette action permet à un fluide caloporteur de récolter (ou de rejeter) l'énergie dans le sol. Le fluide caloporteur ainsi chauffé (refroidi) transfère son énergie à l'échangeur liquide-réfrigérant de la PAC. Ce dernier échangeur agit comme évaporateur en mode chauffage alors qu'en climatisation il joue le rôle de condenseur.

De plus, la PAC est équipée d'un désurchauffeur qui sera décrit dans la section suivante. Le schéma d'ensemble de l'installation se présente comme l'indique la figure 1.2 ci-dessous.

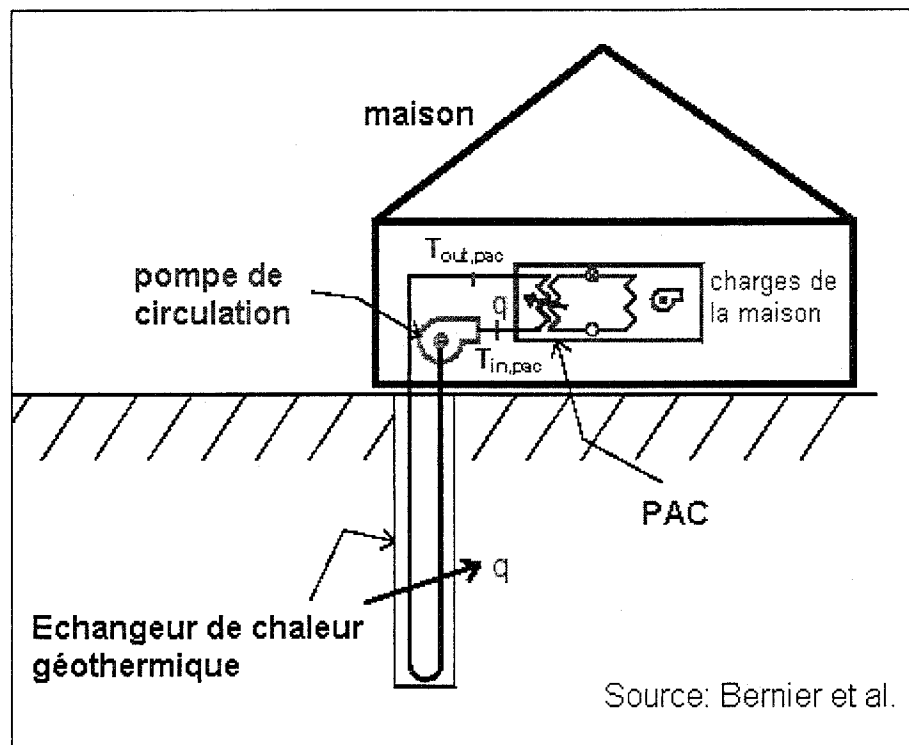


Figure 1.2: Schéma d'ensemble de la PAC géothermique utilisée

1.3.5 Le désurchauffeur

Le désurchauffeur est un échangeur de chaleur réfrigérant-eau sanitaire qui utilise une partie de la chaleur contenue dans le réfrigérant chaud sortant du compresseur pour chauffer l'eau sanitaire. Situé entre le compresseur et le condenseur, le désurchauffeur est en option pour une pompe à chaleur et permet le chauffage ou le préchauffage de l'eau domestique.

Il existe trois configurations de désurchauffeurs. Le désurchauffeur peut être intégré à la PAC et avoir son compresseur séparé de celui servant au conditionnement des locaux. Il existe aussi des PAC munis de désurchauffeurs utilisant le même compresseur, mais avec possibilité de fonctionner en mode désurchauffeur même quand aucun conditionnement de locaux n'est requis (le compresseur fonctionne uniquement pour chauffer l'eau). Dans ces deux types, le désurchauffeur permet d'assurer entièrement les besoins en eau chaude. La

troisième catégorie de désurchauffeurs qui est la plus répandue sert généralement à préchauffer l'eau. Le fonctionnement de ce désurchauffeur est lié à celui de la PAC. C'est ce type de désurchauffeur qui est utilisé dans ce

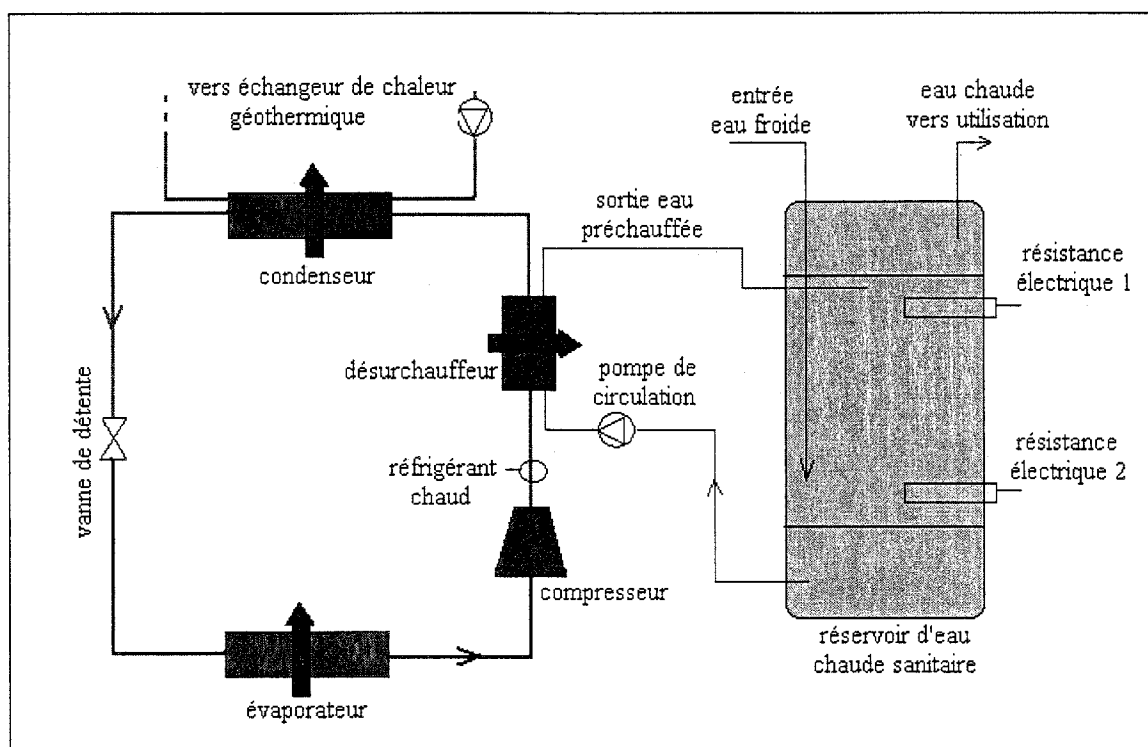


Figure 1.3: Principe de fonctionnement du désurchauffeur en mode climatisation

travail. Son utilisation peut engendrer une réduction des coûts de chauffage de l'eau chaude dans une proportion de 25 à 50% (OEE 2004).

La figure 1.3 présente le fonctionnement d'un tel désurchauffeur en mode climatisation. Lorsqu'il y a un besoin de climatisation de la maison, le réfrigérant chaud sortant du compresseur passe dans le désurchauffeur en même temps que l'eau sanitaire à préchauffer qui est circulée par une pompe dans un réservoir d'eau. Une partie de la chaleur contenue dans le réfrigérant est ainsi transférée à l'eau et le reste arrive au condenseur pour être rejetée dans le sol via l'échangeur géothermique. Un interrupteur en bilame permet d'arrêter ou de démarrer la pompe de circulation en fonction de la température de sortie de

l'eau du désurchauffeur. La chaleur utilisée ici pour préchauffer l'eau est "gratuite" car elle devait de toute façon être rejetée dans le sol si le désurchauffeur n'existait pas.

En mode chauffage, le fonctionnement du désurchauffeur est identique sauf que la chaleur pour préchauffer l'eau n'est plus gratuite même si elle est obtenue avec un COP relativement élevé. Il faut également noter qu'en mode chauffage, l'opération du désurchauffeur entraîne une baisse de la capacité de chauffage de l'air des locaux par la PAC. Ainsi, dans ces situations, la PAC fonctionnera plus longtemps que si elle fonctionnait sans désurchauffeur. Des résistances électriques sont installés dans le réservoir d'eau chaude qui reçoit de l'eau froide de ville pour apporter la chaleur supplémentaire nécessaire et ainsi porter l'eau à la température d'utilisation désirée, soit environ 55°C.

1.3.6 Les équipements

Une ZNEH est une résidence efficace sur tous les plans. Les appareils d'éclairage, les équipements de cuisson et autres machines à laver doivent répondre à cette exigence. Pour tirer partie du concept de la ZNEH et réduire la taille des installations de production d'énergie et par conséquent le coût de la maison, un soin important doit être apporté aux choix des différents appareils et équipements qui doivent être à haute efficacité énergétique. Il existe aujourd'hui un étiquetage qui permet de distinguer un équipement à haute efficacité d'un équipement standard. Ainsi, un équipement qui porte le label ENERGYSTAR consomme généralement 10 à 50% moins d'énergie qu'un équipement standard. De même, une PAC géothermique ENERGYSTAR est 40 à 60% plus efficace qu'une PAC ordinaire.

Le profil de consommation énergétique des équipements utilisés dans ce mémoire sera présenté au chapitre 4.

CHAPITRE 2

REVUE DE LITTÉRATURE SUR LES ZNEH

2.1 Introduction

Les ZNEH sont l'aboutissement de plusieurs décennies de recherche dans le domaine de l'efficacité énergétique des bâtiments et de la valorisation des sources d'énergie renouvelable face au défi que constitue aujourd'hui le développement durable. Le concept des zero net energy homes ou zero energy homes est assez récent. Il découle toutefois d'un autre concept qui a fait beaucoup de chemin : les maisons à faible consommation d'énergie (low energy homes). Ces types de bâtiments seront examinés dans la section suivante. Ceci sera suivi par une description des travaux sur les ZNEH.

2.2 Maisons à faible consommation d'énergie

Parmi les articles lus sur les maisons à faible consommation d'énergie, celui de Hamada et al. (2003) constitue un excellent résumé des résultats atteints à ce jour. Ces derniers ont développé une base de données sur les maisons à faible consommation d'énergie qui s'est appuyée sur un échantillon de 66 maisons dans 17 pays dont le Japon, le Danemark, l'Allemagne, le Canada et les USA. Pour ces cinq pays, par exemple, la consommation énergétique des maisons à faible consommation d'énergie se présente comme indiqué dans le tableau 2.1.

Tableau 2.1: Consommation énergétique annuelle des maisons à faible consommation d'énergie (énergie achetée)

Pays	Moyenne annuelle (MJ/m ² /an)	Plage (MJ/m ² /an)
Japon	232	90 – 345
Danemark	310	135 – 435
Allemagne	201	55 – 370
Canada	250	170 – 370
USA	173	125 – 190

Selon les auteurs, au Canada par exemple, les maisons à faible consommation d'énergie, consomment entre 170 et 370 MJ/m²/an (47 à 103 kWh/m²/an). A titre de comparaison, une maison canadienne conventionnelle consomme en moyenne 920 MJ/m² par an (256 kWh/m²/an) (OEE 2004).

Après avoir passé en revue les techniques et stratégies de mise en œuvre de ces maisons à travers le monde, Hamada et al. montrent que les techniques généralement employées pour améliorer l'efficacité énergétique sont : l'augmentation du niveau d'isolation et de l'étanchéité de l'enveloppe du bâtiment, l'utilisation du solaire passif, l'intégration de collecteurs solaires thermique et photovoltaïque. Ils présentent les taux de réduction de la facture énergétique par rapport à une maison standard. Voici les principales conclusions :

- maisons où l'accent est mis sur une grande isolation thermique et une étanchéité efficace : réduction de 28 à 39%;
- maisons super isolées et étanches avec le solaire passif ou le refroidissement passif : réduction de 22 à 45%;
- maisons super isolées et étanches avec des collecteurs solaires thermiques: réduction de 45 à 85%;

- maisons super isolées et étanches avec système photovoltaïque : réduction de 22 à 63%;
- maisons super isolées et étanches avec collecteurs solaires et système PV : réduction de 40 à 95%;
- maisons super isolées et étanches avec d'autres stratégies : réduction de 42 à 74%.

Il ressort de cette étude que les maisons avec un niveau élevé d'isolation et d'étanchéité munies de collecteurs solaires et de systèmes photovoltaïques offrent le plus grand taux de réduction de coût d'énergie avec une moyenne de 75,3% de réduction de la facture énergétique.

Toutes ces maisons continuent cependant d'acheter de l'énergie conventionnelle. Les maisons à consommation énergétique nette nulle vont plus loin en assurant leur autonomie en énergie sur une base annuelle.

2.3 Travaux sur les ZNEH

2.3.1 Expériences des USA

Les ZNEH font l'objet de plusieurs investigations à travers le monde, notamment aux USA. En novembre 1999, les acteurs de l'industrie du solaire, dont le Department of Energy (DOE), le National Renewable Energy Laboratory (NREL), le Sandia National Laboratories se sont rencontrés pour lancer les bases du développement et de la promotion des technologies solaires. Cette rencontre associée au programme solaire de 1997 baptisé "one million solar roofs" allait être le point catalyseur du concept du zero net energy buildings aux USA. En 2000, un plan d'actions sera élaboré avec pour objectifs clairs de construire, d'ici 2020, 100000 maisons et 20000 écoles à consommation énergétique nette nulle. Le but visé est de faire face aux problèmes d'approvisionnement en source d'énergie et surtout d'émissions de GES. Il est ainsi prévu avec ce projet de réduire la consommation énergétique nationale

américaine de $44,31 \times 10^6$ GJ par an et les émissions de GES de $0,7 \times 10^6$ tonnes métriques par an (Energy Efficiency and Renewable Energy [EERE] 2000).

Kadam (2001) présente dans un rapport le cas d'un prototype de bâtiment à consommation énergétique nette nulle. Ce projet sponsorisé par le Florida Energy Office et le Sandia National Laboratories est constitué de deux maisons identiques de 220 m^2 de surface de plancher : l'une servant de maison de contrôle et l'autre construite avec les techniques efficaces et munie d'un système PV de 4 kW crête (puissance maximale sous les conditions standard de test) connecté au réseau. Les panneaux PV ont été repartis sur les toits sud et ouest permettant de produire plus d'énergie le soir afin de réduire la pointe de demande du réseau électrique et même fournir l'excédent au réseau durant ces périodes. La ZNEH est munie par ailleurs d'un appareil de climatisation et d'un collecteur solaire pour le chauffage d'eau sanitaire avec un appoint de propane. Pour une journée typique d'été, le générateur PV de la ZNEH produit 15,6 kWh pendant la journée alors que les besoins de la maison, qui se situe le soir, sont de 15,2 kWh. Pour sa part, la maison de contrôle requiert 71,1 kWh. En fait, dans cette expérience, Kadam fait ressortir plutôt le frein majeur au développement des ZNEH soit la rentabilité économique. Se basant sur les chiffres de 1998, il montre que le temps de retour de l'investissement, nombre d'années nécessaires pour que l'économie engendrée par la ZNEH permette de récupérer l'investissement initial, de ce prototype de ZNEH est de 63 ans. En faisant le scénario de réduction des coûts de 50%, Kadam conclut qu'il faut 34 ans pour récupérer les fonds investis pour une telle maison. Il souligne toutefois que les réductions de coût dans le domaine du photovoltaïque (50% depuis 1995) augurent d'une rentabilité dans le moyen terme. Il faut noter cependant que même si pendant les journées d'été l'énergie PV produite excède la demande du bâtiment, sur une base annuelle cette maison n'est pas autosuffisante en énergie, les 4 kW de modules PV installés ne couvrant que 65% des besoins électriques.

Depuis l'engagement du gouvernement américain dans les ZNEH, plusieurs prototypes ont été construits à travers les USA. Aujourd'hui, la phase de démonstration est en train d'être dépassée puisque des promoteurs de l'industrie du bâtiment ont commencé à vendre des maisons à consommation énergétique nette nulle. On peut citer entre autres les maisons de Pardee, de Clarum, et de John Wesley Companies qui sont des opérateurs immobiliers partenaires du DOE dans le programme de ZNEH. La maison Pardee, par exemple, qui a 480 m² de surface de plancher comprend 17 chambres et consomme 90% moins d'énergie qu'une maison construite selon les normes prévues par le code modèle américain de l'énergie pour les bâtiments. Elle comprend 8 kW de panneaux PV et 1,5 kW de collecteurs thermiques solaires. Les locaux sont chauffés au gaz et refroidis à l'aide d'un système de climatisation. Cette maison consomme annuellement 11500 kWh d'électricité. Clarum prévoit de vendre, d'ici 2005, environ 250 maisons qui approchent le zero net energy. Le trait commun de ces maisons, c'est qu'elles sont conçues selon les règles de l'art en matière d'efficacité énergétique et qu'elles utilisent des panneaux PV connectés au réseau pour les besoins en électricité. Cependant, le chauffage des locaux et de l'eau est au gaz; les collecteurs solaires apportent néanmoins une partie de la chaleur utile pour l'eau chaude (EERE 2003).

2.3.2 Expériences de la Hollande

Reijenga (2000) présente trois projets d'efficacité énergétique et de bâtiments à consommation énergétique nulle aux Pays-Bas. Le premier projet concerne 31 résidences à Harderwijk qui consomment 60% moins d'énergie que la consommation de référence à cette période. Ces maisons ont un niveau d'isolation élevé et des fenêtres à haute résistance thermique. Le toit de chaque maison intègre par ailleurs un collecteur solaire pour l'eau chaude sanitaire et 4 m² de panneaux PV. Le second projet de 35 maisons construites à

Zoetermeer a presque les mêmes caractéristiques que le premier, seulement ici, 12 m² de modules PV ont été installés. Ces deux types de maisons ne sont pas des maisons à consommation énergétique nette nulle. Le dernier projet implanté à Etten-Leur concerne quant à lui 21 maisons. Elles consomment 50% moins d'énergie que le niveau prévu par le code néerlandais d'énergie dans les bâtiments en 2000. Un système PV de 6,2 kW crête permet de couvrir le reste des besoins électriques des maisons entraînant un "zero net energy". La particularité de ces maisons par rapport aux autres est la pompe à chaleur géothermique qui assure les besoins en chauffage en hiver et la climatisation en été. Par ailleurs, un collecteur solaire fournit l'eau chaude sanitaire et permet aussi de stabiliser la température du réservoir géothermique.

Gilijamse (1995) étudie la faisabilité de maisons à consommation énergétique nette nulle en Hollande. Dans cette étude, l'auteur met l'accent sur la réduction des besoins en chauffage, puis examine le potentiel solaire et le rôle éventuel du stockage thermique et d'une pompe à chaleur (PAC) dans la réalisation d'une ZNEH. Gilijamse utilise le TYPE 56 de TRNSYS pour modéliser les maisons et TUTSIM, un programme de simulation de systèmes dynamiques, pour simuler les besoins énergétiques de ces maisons. Trois types de maisons combinant diverses technologies ont été explorés: la maison de référence qui représente une maison type respectant les normes usuelles en matière de besoins en énergie; la maison utilisant les meilleures pratiques du moment ("present best") et la maison utilisant des technologies plus élaborées ("advanced"). La maison de référence a une surface de plancher de 77 m² avec un taux de ventilation (infiltration incluse) de 0,8 à 1 changement d'air par heure (CAH) pour un hiver moyen. La demande annuelle en chaleur pour cette résidence est de 24,5 GJ dont la plus grande part est requise en hiver pour le chauffage. Pour éviter la surchauffe des locaux, la simulation de Gilijamse montre que une ventilation directe avec l'air extérieur ("direct cooling ventilation") à un taux de 3 CAH permettrait d'assurer moins de 100 heures

d'inconfort dans la maison. Pour les maisons "present best" et "advanced", Gilijamse joue notamment sur le niveau d'isolation et l'utilisation d'une pompe à chaleur pour le conditionnement de l'air et un collecteur thermique solaire pour l'eau chaude sanitaire. Le tableau 2.2 ci-dessous reprend les caractéristiques des trois résidences.

Tableau 2.2: Caractéristiques des trois types de résidences présentées par Gilijamse (1995)

	Référence	Present best	Advanced
Résistance thermique : mur, toit, plancher (m ² K/W)	3	4	10,9
U fenêtre (W/m ² K)	3	1,4	0,37
Matériau d'isolation translucide R (m ² K/W)	-	-	5,9
Pourcentage de fenêtre au sud (%)	35	70	35
Refroidissement par ventilation directe (CAH)	3	7	3
COP de la pompe à chaleur (à 35°C/60°C)		4/3	5/4
Réservoir d'eau chaude (litres)		360	240

L'électricité utilisée par les trois résidences pour les équipements et l'éclairage est fournie par des panneaux photovoltaïques dont la surface varie d'une maison à une autre. La PAC utilise l'air ambiant comme source de chaleur et est munie d'un condenseur à eau pour produire l'eau chaude nécessaire aux différents besoins. Selon les résultats présentés, la PAC assure 93% des besoins de la maison "present best" avec un COP moyen saisonnier de 2,8 alors les besoins de la maison "advanced" sont satisfaits à 98% avec un COP moyen saisonnier de 3,9. Dans ce scénario, le déficit d'énergie est comblé par

une résistance électrique. Cependant, l'auteur montre qu'en utilisant un capteur thermique solaire, on arrive au même résultat en réduisant ainsi la consommation d'énergie électrique.

Les résultats de la simulation montrent que les besoins en chaleur des maisons "present best" et "advanced" sont désormais respectivement de 8 GJ/an et 2,4 GJ/an. Pour analyser la faisabilité d'une ZNEH en Hollande, Gilijamse présente trois configurations essentiellement basées sur l'exploitation de la ressource d'énergie solaire (thermique et électricité photovoltaïque). La première approche utilise un collecteur thermique solaire avec un stockage thermique de longue durée. Dans la seconde configuration, la PAC est utilisée pour produire la chaleur et des panneaux PV additionnels assurent le complément électrique. La troisième configuration diffère de la précédente par le fait qu'un collecteur thermique solaire de 4 m² est utilisé pour combler le déficit de chaleur. La surface requise de panneaux PV et de capteurs solaires thermiques pour la maison "present best" varie de 36 à 40 m² et la production annuelle d'électricité varie entre 2460 et 4320 kWh. Pour la résidence "advanced", la surface requise pour l'installation des différents capteurs solaires est de 21 à 24 m² et l'énergie utile annuelle produite est de 1540 à 2490 kWh. En comparant les deux types de maisons et les trois configurations, l'auteur conclut que seule la configuration avec une PAC et un collecteur thermique solaire pour des techniques avancées (meilleure isolation, équipements efficaces) offre de meilleures perspectives quant à la rentabilité dans un proche avenir des "zero energy homes" en Hollande.

2.3.3 Expériences au Japon

Le Japon est un des pionniers en matière de maisons à faible consommation d'énergie utilisant les technologies les plus avancées en matière d'efficacité énergétique.

Il est présenté ci-dessous les résultats d'un projet de démonstration de la faisabilité de maisons à consommation énergétique nette nulle au Japon. Ce cas est rapporté par le "Centre for Analysis and Dissemination of Demonstrated Energy Technologies" (CADET) (1999). Il s'agit d'une maison de démonstration construite à Asahikawa, Hokkaido qui a le climat le plus froid au Japon (la température atteint -41°C). Cette résidence de cinq personnes achevée en 1996 tire sa performance de son niveau d'isolation et d'étanchéité très élevé : les murs ont un coefficient d'échange thermique U de $0,23 \text{ W/m}^2\text{K}$, la valeur de U du toit est de $0,16 \text{ W/m}^2\text{K}$, les fenêtres ont un double vitrage et une faible émissivité avec l'argon comme gaz entre les panneaux. Le coefficient de déperdition global UA est $161,7 \text{ W/K}$. La circulation de l'air est réalisée par convection naturelle tant pour le chauffage en hiver que pour la climatisation; un système de ventilation central assure l'approvisionnement en air frais. Le chauffage est assuré par un circuit d'eau chaude et la climatisation par un système de climatisation. Deux types de modules PV connectés au réseau d'une puissance totale de $12,5 \text{ kW}$ crête assurent la production d'électricité. Des panneaux PV en silicium polycristallin couvre le toit sud alors que le toit nord est couvert par des panneaux PV translucides en silicium amorphe permettant de bénéficier de l'éclairage naturel gratuit. Une petite batterie de stockage d'énergie permet de parer aux urgences. Un capteur solaire thermique de 5m^2 sert à produire l'eau chaude sanitaire dont l'énergie supplémentaire est assurée par des résistances électriques qui fonctionnent la nuit où le tarif d'électricité est bas. Les résultats compilés de cette résidence habitée donnent une consommation énergétique annuelle de 12208 kWh soit un cinquième de la consommation d'une maison ordinaire à Asahikawa. La production estimée d'énergie par le système PV est de 12222 kWh/an . La réduction des émissions de CO_2 liées à cette maison est de 2 tonnes par an. Sur le plan économique, la maison pouvait vendre le surplus d'électricité produit pendant le jour à un taux élevé ($34,72 \text{ yens/kWh}$) et acheter de l'énergie du réseau la nuit à un taux plus

bas (8,35 yens/kWh); ce qui occasionne un gain annuel net d'environ 156600 yens.

2.3.4 Expériences au Canada

Le Canada est l'un des pays dont les efforts pour le développement de maisons à faible consommation d'énergie sont mondialement reconnus. L'exemple patent est le cas des maisons R-2000. Cependant, même s'il existe des maisons efficaces au Canada, les maisons à consommation énergétique nette nulle n'ont pas encore été expérimentées. Toutefois, le concept commence à devenir une préoccupation des différents acteurs du secteur des bâtiments tant gouvernementaux que de l'industrie du bâtiment et du solaire. En effet, le 1^{er} avril 2004, la "Canadian Solar Industries Association" (CanSIA 2004) et des organisations non gouvernementales ont annoncé la formation d'une coalition pour la promotion des maisons à consommation énergétique nette nulle utilisant des énergies renouvelables produites sur site dans le secteur résidentiel.

Sur le plan de la recherche, il existe peu de publications sur le sujet. Néanmoins, Iqbal (2004) a réalisé une étude de faisabilité d'une maison à consommation énergétique nette nulle à Terre Neuve. Contrairement aux autres ZNEH présentées jusque là qui utilisent toutes le photovoltaïque comme moyen de production d'énergie, Iqbal explore plutôt l'énergie éolienne. La résidence simulée est une maison R-2000 de 153 m² de surface de plancher utilisant l'électricité pour chauffer l'espace et l'eau sanitaire. La maison consomme en moyenne 58 kWh/jour avec une demande moyenne de puissance maximale de 3,8 kW en janvier et une demande moyenne de puissance minimale de 1,4 kW atteinte en août. Cependant, la pointe de puissance sur l'année atteint 11 kW en février. En comparant le profil de demande de puissance au profil de vitesse de vent sur l'année, l'auteur montre que les deux profils suivent la même allure justifiant ainsi le choix de l'énergie éolienne. Iqbal utilise le logiciel HOMER

(Hybrid Optimization Model for Renewable Energy) du National Renewable Energy Laboratory (NREL) pour faire une simulation horaire afin de déterminer la taille de son système. Le logiciel lui permet aussi de faire une analyse de sensibilité en faisant varier des paramètres d'entrée. La turbine est couplée à un onduleur et un redresseur pour la production de l'énergie finale. Les besoins annuels d'énergie de la maison sont de 21232 kWh. En faisant la simulation avec différentes valeurs de vitesses de vent et de consommation annuelle, l'auteur trouve qu'une éolienne de 10 kW de puissance est adaptée aux besoins de la maison. Pendant les mois de février, mars, avril, novembre et décembre, la maison a besoin d'un appoint d'énergie en prenant de l'énergie sur le réseau tandis que pendant les autres mois elle envoie un surplus au réseau avec un excès annuel de 132 kWh vendus au réseau. Dans son analyse de sensibilité, Iqbal montre que pour des vitesses de vent plus favorables, le surplus annuel d'énergie est plus important. En évaluant sommairement le coût d'un tel système l'auteur déduit que le surcoût engendré est de 30% par rapport à une maison typique à Terre Neuve.

2.3.5 Conclusion

Ce chapitre a fait un tour d'horizon sur le concept des "zero net energy homes" et a répertorié quelques réalisations à travers le monde. Il a aussi présenté essentiellement deux études de ZNEH notamment en Hollande et au Canada. Il faut noter que plusieurs projets de démonstrations existent à travers le monde; cependant, il existe peu de publications dans les revues scientifiques à ce sujet.

A travers cette revue de littérature, il ressort que l'énergie photovoltaïque est très prisée. Toutefois, Iqbal a montré que l'énergie éolienne est aussi une voie possible. Comme cela été déjà annoncé plus haut, l'énergie photovoltaïque sera utilisée comme source d'énergie renouvelable dans cette étude. Le chapitre suivant y est consacré.

CHAPITRE 3

L'ÉNERGIE SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE

3.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'énergie solaire photovoltaïque. Il débute par une présentation de la disponibilité de la ressource solaire et des coûts des systèmes photovoltaïques. Ensuite, le principe de fonctionnement des cellules est abordé suivi d'une présentation sur l'ensemble de l'appareillage requis. Finalement, une brève revue de la littérature sur l'impact environnemental des systèmes photovoltaïques est présentée.

Avant d'aborder ces différents thèmes, il est important de préciser certains termes :

- l'irradiance: C'est la densité énergétique mesurée en W/m^2 de surface terrestre.
- l'irradiation: C'est la quantité d'énergie reçue par jour exprimée en $\text{KWh/m}^2/\text{jour}$.
- la puissance crête : c'est la puissance qu'un module peut produire aux conditions de référence de 1000 W/m^2 et 25°C de température de jonction. Elle est exprimée en Watt crête.

3.2 Le gisement solaire

Le soleil est la source d'énergie la mieux partagée au monde. En une heure, la terre reçoit suffisamment d'énergie pour satisfaire ses besoins sur une année (Messenger et Ventre 2004). Cependant, son niveau de disponibilité varie

beaucoup en fonction de paramètres qui sont surtout géographiques et climatiques.

Le rayonnement solaire est un rayonnement électromagnétique compris dans une bande de longueur d'onde allant de 0,22 à 10 μ m. L'énergie issue de ce rayonnement se répartie approximativement selon les longueurs d'onde suivantes (Royer et al. 1998) :

- 9% dans la bande des ultraviolets ($< 0,4 \mu\text{m}$)
- 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8 μm)
- 44% dans la bande des infrarouges ($> 0,8 \mu\text{m}$).

La Commission Électrotechnique Internationale (CEI) définit un spectre de référence. Il s'agit du spectre AM1.5 (AM signifie "Air Mass"). Il est normalisé à 1000 W/m² qui constitue l'intégration de l'irradiance spectrale sur toutes les longueurs d'onde. Un AM1,5 signifie que le rayonnement solaire traverse l'équivalent de 1,5 atmosphère donc que le rayonnement direct est incliné à 45° par rapport à l'horizontal.

La constante solaire qui est la puissance moyenne du rayonnement solaire hors atmosphère (à environ 80 km d'altitude) est d'environ 1368 W/m². Elle varie de l'ordre de $\pm 3\%$ au cours de l'année suivant les variations de la distance terre-soleil. Cependant, étant donné qu'une partie de cette énergie est absorbée par l'atmosphère, il est rare que le flux incident atteigne plus 1200 W/m² au niveau de la mer. En réalité, la puissance reçue au sol varie de 0 à 1000 W/m² environ. Cette variation est due à plusieurs facteurs dont :

- l'atténuation atmosphérique (nuages, brouillards, aérosols)
- les cycles diurne et saisonnier dus au mouvement de la terre autour du soleil et sur elle-même.

L'énergie disponible à la surface de la terre est différente d'un point à un autre. Elle dépend :

- de la localisation géographique du site (surtout par rapport à sa latitude),
- de la hauteur du soleil,
- de la saison,
- de l'heure,
- des conditions météorologiques (nébulosité, poussière, humidité...),
- de l'altitude du lieu.

Pour une surface de captation, outre les facteurs cités plus haut, il faut tenir compte :

- de l'inclinaison : le rayonnement atteint son intensité maximale lorsque le plan est perpendiculaire aux rayons solaires. Plus cette perpendicularité est approchée plus l'énergie captée est importante,
- de l'orientation du plan par rapport au sud (pour l'hémisphère nord),
- des masques ou obstacles.

Le rayonnement global (G_t) reçu par une surface plane d'inclinaison et d'orientation quelconques est constitué de deux composantes principales : le rayonnement direct (G_b) et le rayonnement diffus (G_d). Le rayonnement direct (G_b), c'est l'éclairement reçu directement du soleil. Le rayonnement diffus (G_d) provient de tout objet irradié, c'est-à-dire de la voûte céleste par ciel clair, des aérosols, de la couche nuageuse, du sol. Dans ce dernier cas, on parle de rayonnement solaire réfléchi ou d'albédo.

Le Canada ayant un climat nordique, on a tendance à considérer que le niveau d'ensoleillement n'est pas assez élevé pour l'utilisation de l'énergie solaire photovoltaïque. Pourtant, le rayonnement solaire qui varie au Canada en moyenne de 3 à 4,4 kWh/m²/jour (Dignard et Filion 1998) est supérieur au

rayonnement solaire moyen en Allemagne où le photovoltaïque connaît une percée sans pareille depuis des années. Selon l'étude "Sun in Action" réalisée par la Fédération des Industries Solaires Européennes (ESIF) (ESIF 1996) dans le cadre du programme Altener de la Commission Européenne, le rayonnement solaire moyen varie de 2,4 à 3,4 kWh/m²/jour pour l'Europe du Nord dont la plupart de l'Allemagne qui est un marché solaire important. L'Europe Centrale (de la France à la Roumanie avec l'Autriche comme marché solaire important) a un rayonnement moyen de 3,4 à 4,4 kWh/m²/jour. La troisième zone européenne est le Sud qui comprend des pays comme le Portugal, la Bulgarie et surtout la Grèce qui a le marché solaire le plus important de cette zone. Le rayonnement solaire moyen est de 4,4 à 5,4 kWh/m²/jour pour cette zone. Ces valeurs sont des moyennes de 1966 à 1975.

Pour ce qui est de l'énergie solaire photovoltaïque, elle présente des avantages certains sur d'autres sources d'énergies renouvelables. Parmi les plus importants, citons :

- le gisement solaire est gratuit et pratiquement inépuisable,
- les systèmes photovoltaïques ne sont pas bruyants; aucun système mécanique n'est mis en mouvement,
- ils s'intègrent généralement assez bien à l'enveloppe des bâtiments; aucun espace supplémentaire n'est donc requis pour leur installation. De plus, le niveau technologique atteint dans la fabrication des modules PV permet de les utiliser à la fois comme matériau de toiture et moyen de production d'énergie,
- la production d'énergie se fait sur le site évitant ainsi tous les systèmes de transport d'énergie.

Enfin, la dernière raison, et peut-être l'une des plus importantes vu le contexte actuel, est l'aspect environnemental. En effet, les systèmes PV sont reconnus

pour être des systèmes énergétiques propres en opération. Ils n'émettent pas de polluants. Cependant, ils renferment une énergie intrinsèque (donc des émissions de GES et autres polluants) liés à l'extraction des matières premières nécessaires à leur fabrication, à la production des modules, au transport et au recyclage ou destruction à la fin de leur vie. Un module PV produit en général en deux à quatre ans son énergie intrinsèque (Alsema 2000).

3.3 Le marché photovoltaïque

Le photovoltaïque connaît depuis les dix dernières années une évolution remarquable. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE), en 2002, 1330MW de puissance photovoltaïque ont été installés dans les pays de l'AIE depuis les 25 dernières années. Plus de la moitié de cette capacité a été installée pendant les 5 dernières années seulement. En fait depuis 1994, le taux croissance a varié de 20% à 40% (niveau atteint en 2000). Entre 2001 et 2002, le taux de croissance a été de 34%. Le Japon, les États-Unis et l'Allemagne sont à eux trois responsables de 85% de cette augmentation. L'Allemagne a connu une évolution de 76%.

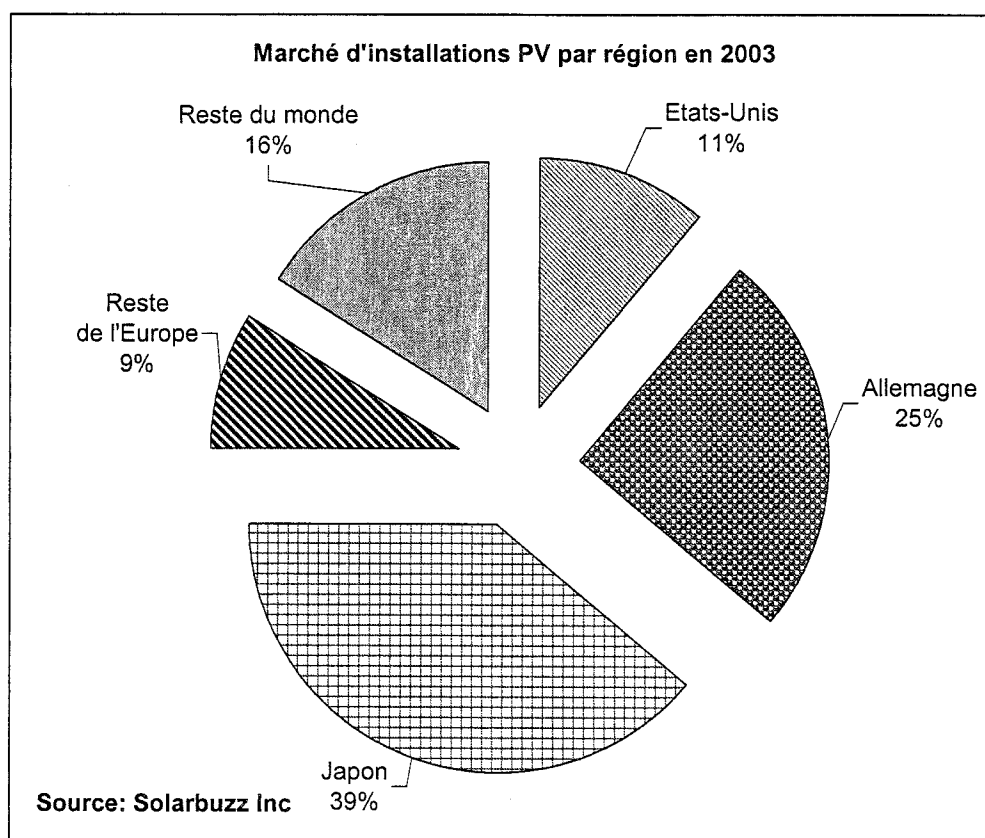


Figure 3.1: Répartition du marché mondial du PV en 2003

Comme l'indique les chiffres de la figure 3.1 ci-dessus, en 2003, ces trois pays ont représenté 75% de tout le marché photovoltaïque. Les puissances installées sont respectivement de 219 MW, 145 MW et 66 MW au Japon, en Allemagne et aux USA. Les systèmes connectés au réseau occupent 77% du marché mondial. Les manufacturiers japonais (Sharp, Kyocera, Sanyo, Mitsubishi...) se taillent 49% du marché tandis que les compagnies américaines (Shell Solar, BP Solar, AstroPower...) ont 12% du marché.

Au Canada, la capacité totale installée est passée de 1,24 MW en 1993 à 10 MW en 2002 (Dignard-Bailey 2002). Ces chiffres sont certes faibles par rapport à ceux des autres pays, mais ils traduisent néanmoins un taux annuel de croissance de 25% du marché photovoltaïque au Canada. En effet, en 2001, les ventes de modules PV sont passées à 1,68 MW contre 1,32 MW en 2000.

Il faut noter que la croissance du marché PV dans les trois pays cités plus haut est due aux politiques qui ont été mises en place pour promouvoir l'utilisation du photovoltaïque. Aux États-Unis, il y a eu le programme "one million solar roofs initiative" lancé en 1997 qui vise l'installation de panneaux PV et chauffe-eau solaires. En Allemagne, c'est le programme de 100000 toits solaires institué en 2001 qui a succédé à celui de 1000 toits solaires de 1989. Les installations en Allemagne étaient initialement largement subventionnées, à un taux atteignant parfois 70%. En 1996, le "New Sunshine project" fut lancé au Japon avec pour objectif de porter à 400MW la puissance totale installée en 2000. Les objectifs du projet ont été revus à la hausse pour une capacité totale de 4800 MW d'ici 2010. L'investissement initial était subventionné à raison de 50% entre 1994 et 1996 puis revu à la baisse à 30% (Renewable Energy World 2002).

Bénéficiant de l'effet d'échelle, les prix des modules photovoltaïques ont connu aussi beaucoup d'évolution durant les dix dernières années. Toutefois, ces prix dépendent des pays et des applications. Le tableau 3.1 donne des prix indicatifs des modules dans certains pays phares et ce pour les dix dernières années (AIE 2002).

Tableau 3.1: Évolution des prix de modules dans différents pays en dollars courants

Pays	Prix indicatif de modules (\$US/Watt)										
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Australie	-	-	3,80	-	4,34	-	-	4,34	4,34	4,34	3,80
Canada	-	-	-	-	-	-	-	7,04	6,78	5,96	4,50
Allemagne	5,70	5,66	5,17	3,11	4,29	3,95	3,56	3,46	3,42	3,37	2,90
Japon	7,72	7,59	7,41	6,11	5,16	5,24	5,35	4,79	4,38	3,87	3,70
Corée	-	-	7,57	7,57	6,61	6,85	7,41	6,04	5,72	5,80	5,80
Hollande	-	-	9,09	6,70	7,17	5,74	4,78	4,50	4,50	4,50	4,40
USA	4,25	4,25	4	3,75	4	4,15	4	3,5	3,75	3,5	3,25

Le tableau 3.1 confirme la relation étroite entre l'accroissement du marché et la chute des prix. Le Japon qui représente le plus grand marché mondial actuellement a connu une diminution des prix de modules de 52% au cours des dix dernières années; les prix ont baissé de 49% en Allemagne et de 24% aux USA. Au Canada, les prix ont chuté de 36% entre 1999 et 2002. En général, les prix sont passés de 100\$US par Watt en 1970 à 27\$US en 1982, puis à environ 4\$US aujourd'hui (Solarbuzz 2004).

Les prix des installations (modules PV + onduleur + accessoires) dépendent du type de système et de sa taille. Les systèmes isolés non connectés au réseau reviennent plus chers à cause du coût supplémentaire des batteries (investissement initial, entretien et remplacement). Les systèmes connectés au réseau sont moins coûteux que les premiers. Le tableau 3.2 donne des prix indicatifs des systèmes installés dans divers pays (AIE 2002).

Tableau 3.2: Prix en dollars courants de systèmes installés pour différents pays en 2002

Pays	Prix des systèmes en \$US par Watt			
	Systèmes non connectés		Systèmes connectés	
	< 1 kW	> 1 kW	< 10 kW	> 10 kW
Australie	10,9 - 12,5	7,1 - 10,9	6,5 - 8,1	5,4 - 7,1
Allemagne	-	-	5,3	-
Japon	-	-	5,7	6,8
Corée	17,8	17	11,7	11
Hollande	5,4	4,7	5,7 - 5,8	5,4
USA	12 - 25	12 - 20	7 - 10	6,5 - 9

Comme on le constate sur ce tableau, les systèmes non connectés peuvent coûter dans certains cas plus de deux fois plus cher qu'un système connecté au réseau.

Typiquement, un système PV résidentiel coûte entre 8 et 12\$US par Watt crête installé (Solarbuzz 2004). Ce coût d'installation reste élevé malgré une diminution considérable au cours des dernières années. Avec ces coûts d'installation, l'énergie photovoltaïque a un tarif qui varie entre 0,20 et 0,50\$US/kWh selon la localisation et le coût de l'investissement. Au Canada, le kWh photovoltaïque est estimé à 0,30 à 0,60\$CAN contre une moyenne de 0,06 \$CAN/kWh pour l'énergie conventionnelle (Dignard-Bailey et Fillion 1998).

Selon les projections, le coût des systèmes PV devra passer de 8\$ à 10 \$US/Watt actuellement à 3\$/Watt pour que le prix de l'énergie solaire devienne compétitif en passant d'un prix moyen de 30 cents par kWh présentement à environ 10 cents par kWh (Solarbuzz 2004). Cette rentabilité du photovoltaïque par rapport à l'électricité conventionnelle est prévue pour l'horizon 2020-2030.

Il faut toutefois préciser que tout ce qui est écrit plus haut concerne essentiellement les systèmes connectés au réseau. Les systèmes isolés sont en effet rentables comparativement aux modes d'approvisionnement conventionnels en électricité compte tenu des coûts élevés d'extension du réseau en région ou d'exploitation de groupes électrogènes.

3.4 Production de l'électricité photovoltaïque

3.4.1 Effet photovoltaïque

L'effet photovoltaïque consiste en la conversion directe de l'énergie issue du rayonnement solaire en énergie électrique. Ce phénomène fut observé pour la première fois par le physicien français Edmond Becquerel en 1839. Cependant, c'est en 1954 que la première photopile a été fabriquée par les chercheurs de la compagnie Bell Telephone aux États-Unis (BP Solar 2002).

Dans la production d'électricité photovoltaïque, le phénomène mis en œuvre est l'interaction entre la lumière et les atomes. Lorsqu'un matériau est exposé à la lumière du soleil, les atomes exposés au rayonnement sont "bombardés" par les photons constituant la lumière; sous l'action de ce bombardement, les électrons des couches électroniques supérieures (appelés électrons des couches de valence) ont tendance à être "arrachés / décrochés". Si l'électron revient à son état initial, l'agitation de l'électron se traduit par un échauffement du matériau. L'énergie cinétique du photon est transformée en énergie thermique. Par contre, dans les photopiles, une partie des électrons ne revient pas à son état initial. Les électrons " décrochés " créent une tension électrique continue de faible intensité. Une partie de l'énergie cinétique des photons est ainsi directement transformée en énergie électrique : c'est l'effet photovoltaïque.

L'énergie des photons varie avec la longueur d'onde :

$$E_{ph} = h \nu = \frac{hc}{\lambda} \text{ (Joules)} \quad (3.1)$$

où h est la constante de Planck ($6,62 \times 10^{-34} \text{ J.s}$), ν est la fréquence correspondant à la longueur d'onde λ et $c = 3 \times 10^8 \text{ m/s}$ est la vitesse de propagation de la lumière.

3.4.2 Principe de fonctionnement d'une cellule PV

L'élément de base dans la conversion du rayonnement solaire en électricité est la cellule photovoltaïque. La cellule PV ou photopile est constituée en fait de matériaux semi-conducteurs dopés P (manque d'électrons ou trous) et N (excès d'électrons) dont la jonction P-N permet aux électrons excédentaires de la zone N de traverser la jonction et d'occuper les trous de la zone P. Ainsi, lorsque la lumière frappe la surface dopée N d'une photopile, les photons constituant cette lumière communiquent leur énergie aux atomes du matériau en libérant les

électrons des atomes qui génèrent ainsi des charges N (les électrons) et des charges P (les trous). C'est ce déplacement des électrons qui crée l'électricité. La cellule photovoltaïque constitue ainsi un générateur électrique élémentaire. Cette transformation directe de la lumière en énergie électrique s'effectue sans pièce mobile, sans fluide sous pression, sans élévation de température, sans pollution, ni production de déchets.

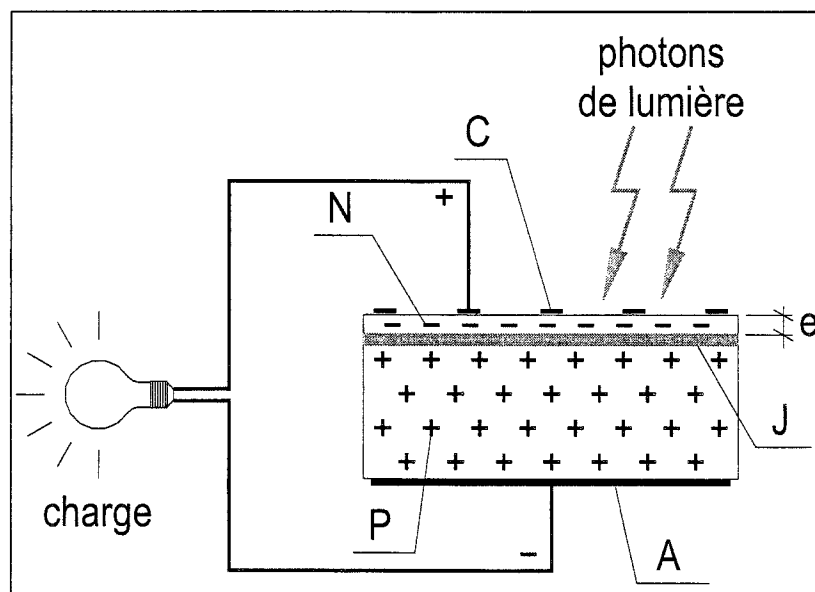


Figure 3.2: Fonctionnement d'une cellule PV

La figure 3.2 représente le principe de fonctionnement d'une cellule PV. La zone dopée **P** est recouverte par une zone très mince dopée **N** et d'épaisseur **e** égale à quelques millièmes de mm. Entre les deux zones se trouve une jonction **J**. La zone **N** est couverte par une grille métallique qui sert de cathode **C** tandis qu'une plaque métallique **A** recouvre l'autre face du cristal et joue le rôle d'anode. L'épaisseur totale du cristal est de l'ordre du mm.

Plus le nombre de photons qui arrivent sur la surface est grand, plus la quantité d'électricité produite est importante. Le rendement de conversion d'une cellule, η , est le rapport entre la puissance électrique maximale P_m et la puissance

solaire reçue aux conditions de référence. Compte tenu que P_m est le produit de I_m par V_m , le rendement s'exprime donc de la façon suivante :

$$\eta = \frac{I_m \times V_m}{G_t \times S} \quad (3.2)$$

avec I_m , courant maximum, V_m tension maximum, G_t est l'irradiance incidente et S est la surface de captation du module.

3.4.3 Dopage des semi-conducteurs

Le matériau le plus utilisé pour la fabrication des cellules photovoltaïques est le silicium (Si), surtout à cause de son abondance dans la nature. Il est extrait du sable. Un atome de Si possède quatre électrons sur sa couche périphérique appelée couche de valence : il est donc tétravalent. Dans un cristal de silicium pur, chaque atome est entouré de quatre atomes voisins. Tous les électrons de valence du silicium participent aux liaisons chimiques.

A priori, il n'y a pas d'électrons de conduction électrique dans le silicium pur. Contrairement aux métaux, il n'y pas d'électrons libres qui circulent d'un atome à un autre sur la couche périphérique. C'est la présence d'impuretés qui rend le silicium plus ou moins conducteur. On choisit judicieusement des impuretés qui permettent d'augmenter soit le nombre d'électrons (dopage N), soit le nombre de trous (dopage P) par rapport aux valeurs intrinsèques du semi-conducteur pur.

Le dopage N est obtenu avec des impuretés pentavalentes ou donatrices (Phosphore, Arsenic). Le dopage P est obtenu par ajout des impuretés trivalentes ou acceptatrices (Bore, Gallium).

Ainsi, la photopile a deux faces, l'une riche en électrons et l'autre pauvre en électrons. La surface de séparation s'appelle la jonction. C'est en fait une barrière de potentiel énergétique qui empêche les électrons de la face N de diffuser vers les trous de la face P. Le rôle des photons de lumière consiste à apporter l'énergie nécessaire pour créer le mouvement des porteurs de charge au voisinage de cette jonction.

3.5 Les technologies photovoltaïques

Les photopiles ou cellules photovoltaïques sont fabriquées à partir de matériaux semi-conducteurs comme les transistors ou les puces dans un ordinateur. Il existe plusieurs types de cellules photovoltaïques dont deux sont principalement commercialisés : les cellules au silicium cristallin et les cellules au silicium amorphe. Plus de 80% des cellules sont faites de silicium cristallin et le silicium amorphe occupe 9% du marché (Renewable Energy World 2002).

3.5.1 Le silicium cristallin

Le silicium est le principal matériau semi-conducteur de base des cellules PV. Le silicium est favorisé par la largeur de sa bande interdite qui permet les plus forts rendements de conversion, par sa technologie qui est maîtrisée et par son abondance. Pour la fabrication de ce type de cellules photovoltaïques, on utilise des cristaux de silicium sous forme monocristalline ou polycristalline en plaquettes ou en rubans. Les processus de fabrication de ces cellules PV sont similaires à ceux utilisés pour les "couches minces". Cependant, les procédés d'obtention des matériaux de base (silicium monocristallin ou polycristallin) sont différents.

3.5.1.1 Le silicium monocristallin

La technologie monocristalline, plus chère, utilise des barres pures de silicium également employées dans la fabrication des puces électroniques. Le silicium monocristallin est une matière première d'une très grande pureté.

Il est généralement obtenu par tirage, selon le procédé "Czochralski" ou par fusion par zone. Une plaquette de silicium monocristallin est composée d'un seul grain. On obtient des lingots cylindriques monocristallins par tirage en creuset. Pour optimiser l'intégration des cellules dans les modules PV, les bords des lingots sont coupés à la scie : cette opération s'appelle l'équarrissage.

Les cellules PV monocristallines ont un bon rendement de conversion de l'ordre de 12% à 15%. En laboratoire, les rendements atteignent 24,7%. Ces photopiles ont une excellente fiabilité, mais leur coût est élevé. Le coût de production est de l'ordre de 3,50 à 4,00\$US par Watt crête de module (Renewable Energy World 2002). Les cellules se présentent généralement sous forme ronde (100 mm de diamètre ou parfois carrée avec des angles arrondis). L'industrie photovoltaïque utilisait les plaquettes destinées à l'industrie électronique, mais elle fabrique aujourd'hui ses propres lingots à partir d'une charge de silicium de qualité chimique moins parfaite et moins chère en se servant des rebuts de l'industrie électronique.

3.5.1.2 Le silicium polycristallin

Le silicium polycristallin, quant à lui, est obtenu par refonte des chutes de silicium monocristallin issues des opérations d'équarrissage et du silicium électronique dégradé. Les chutes sont placées dans un creuset porté à +1430°C. Après la phase de fusion, le fond du creuset est refroidi. On oriente de bas en haut la solidification, pour lui donner une structure colonnaire multicristalline à gros grains. Le lingot obtenu est ensuite découpé, en briques

de 101,5x101,5 mm ou 120x120 mm actuellement. Ces briques sont ensuite assemblées pour être transformées. Les plaquettes de silicium sont découpées avec des scies à fil permettant d'économiser deux fois plus de matière que les méthodes classiques. Les plaquettes se présentent sous forme carrée de 100 à 150 mm de côté.

Les rendements sont ici légèrement inférieurs à ceux des cellules monocristallines. Ils sont de l'ordre de 11 à 14% et atteignent 19,8% en laboratoire. Cependant, le silicium multicristallin est beaucoup moins cher à l'achat avec de bonnes performances pour un coût de production de moins de 3,50\$US par Watt crête de module.

3.5.1.3 Rubans et couches semi-minces

Ce sont des voies proposées pour faire face à une éventuelle pénurie de la matière première du fait de la croissance du marché de l'industrie photovoltaïque. Le tirage en ruban (directement à partir de creusets contenant du silicium fondu) ne permet pas encore de produire des cellules disponibles sur le marché.

Pour le dépôt du silicium cristallin en couches, des efforts de recherche sont effectués dans les laboratoires pour rendre cette voie compétitive. Les rendements sont autour de 16%.

3.5.2 Le silicium amorphe

Le silicium amorphe présente de meilleures dispositions électroniques à l'utilisation des couches minces. Les couches minces offrent en théorie un bon potentiel de fabrication à faible coût. La faible consommation de matière, l'élaboration directe du matériau par les techniques de dépôt usuelles sur un matériau support de faible coût comme le verre, l'acier ou un polymère, sans avoir besoin d'autres étapes de mise en forme coûteuses comme le sciage, font

de la technologie en couche mince une solution particulièrement attractive pour les cellules photovoltaïques.

De gros efforts de recherche ont donc été entrepris sur un assez grand nombre de matériaux depuis une quarantaine d'années afin d'arriver à des cellules photovoltaïques en couches minces possédant, à la fois, un bon rendement de conversion et un faible coût. Historiquement, deux matériaux ont été particulièrement étudiés et ont fait l'objet d'une industrialisation : le silicium amorphe et le tellure de cadmium (CdTe), tous deux déposés sur verre. Malgré les efforts entrepris, le rendement maximum de ce type de cellules, pour des tailles significatives, reste malheureusement limité. Ceci tient à la difficulté d'obtenir ce type de matériaux avec une faible densité de défauts et, par là, de bonnes propriétés électroniques.

Par ailleurs, le silicium amorphe est handicapé par un rendement de conversion modeste et un vieillissement important en début de vie lié à l'instabilité de l'hydrogène de sa structure. Ainsi, après la stabilisation, le rendement tourne autour de 5 à 7% (en grande surface). Ce qui limite l'utilisation du silicium amorphe aux applications de faibles puissances telles que les calculatrices. Leur coût varie de 2,00 à 3,00\$US par watt crête.

3.5.3 Autres types de cellules

- Cellules à l'arséniure de gallium GaAs : elles sont réservées au spatial ou sous une utilisation à haute concentration à cause de leur coût trop élevé. Elles ont des rendements élevés (25%).
- Cellules à couches minces polycristallines : il existe une production pilote de cellules CdTe/CdS combiné de Tellure de Cadmium et de Sulfure de Cadmium et des cellules CuInSe₂/CdS (di-séléniure de cuivre et d'indium/sulfure de cadmium). Ces cellules sont caractérisées par leur stabilité.

Ces dernières années, alors que le rendement de conversion des cellules solaires en couches minces de CdTe a stagné autour de 16 % en laboratoire, des progrès constants ont été obtenus avec le matériau semi-conducteur CIS (Copper Indium diSelenide). Une valeur de rendement de 18,8%, record pour le domaine des couches minces, a été atteinte en laboratoire pour une cellule de petite dimension. Pour des modules de $30 \times 30 \text{ cm}^2$, des performances de 12,8 % sont d'ores et déjà obtenues. De plus, des études fondamentales ont montré que ce matériau a la particularité d'être très stable sous rayonnement et qu'il a la propriété de s'autorégénérer.

3.6 Description des systèmes photovoltaïques

3.6.1 Caractéristiques de la cellule PV

Une cellule PV est généralement caractérisée par le courant I disponible à sa sortie et la tension V à ses bornes pour chaque niveau d'ensoleillement et chaque température. La figure 3.3 présente de façon schématique la physique d'une photopile.

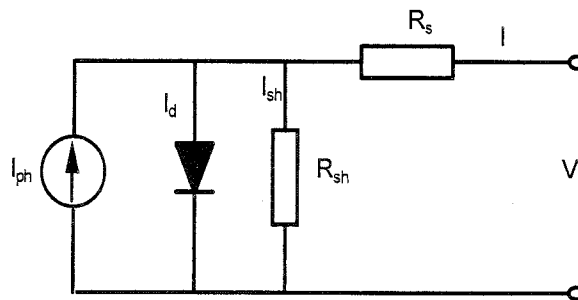


Figure 3.3: Schéma équivalent d'une cellule PV

I_{ph} est le courant produit par la photopile. Il est proportionnel à l'ensoleillement.

I_d est le courant inverse de saturation de la diode qui dépend de la température de la cellule.

Dans ce schéma, la résistance série R_s est la résistance interne de la photopile; elle prend en compte les résistances ohmiques du semi-conducteur et la résistance de contact des grilles collectrices et la résistivité de ces grilles. Quant à la résistance "shunt", R_{sh} , elle est due à un courant de fuite au niveau de la jonction et dépend de la réalisation de celle-ci.

Les caractéristiques électriques d'une photopile dépendent de la technologie photovoltaïque, de l'ensoleillement et de la température ambiante. La performance d'une cellule PV est représentée par une courbe caractéristique qui donne le courant I en fonction de la tension V . La figure 3.4 montre une courbe I-V typique d'une cellule photovoltaïque.

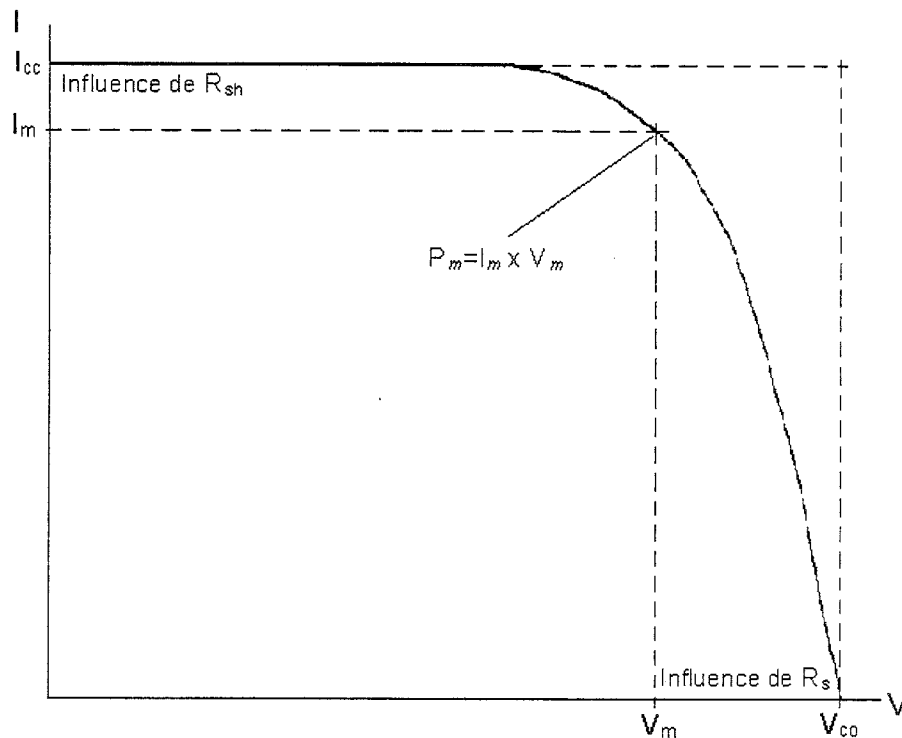


Figure 3.4: Courbe caractéristique d'une cellule PV

Dans le fonctionnement de la cellule, on cherchera à évoluer toujours au point optimum qui fournit la puissance maximale de la cellule. Cette puissance est donnée par l'aire ($I_m \times V_m$). La forme rectangulaire de la caractéristique I-V est traduite par le facteur de forme ou "fill factor" en anglais (FF). C'est le rapport entre la puissance optimale pouvant être fournie et le produit ($I_{cc} \times V_{co}$) avec I_{cc} , représentant le courant de court-circuit et V_{co} la tension de circuit ouvert.

$$FF = \frac{I_m \times V_m}{I_{cc} \times V_{co}} \quad (3.3)$$

Pour les bonnes cellules, ce rapport est supérieur à 70%. L'influence des résistances série et shunt se manifeste par la diminution du facteur de forme. La résistance série influence la tension alors que la résistance shunt influence le courant. La puissance maximale peut s'évaluer donc par :

$$P_m = FF \times I_{cc} \times V_{co} \quad (3.4)$$

3.6.2 Facteurs influençant la performance d'une cellule PV

La tension et le courant d'une photopile dépendent de l'ensoleillement et de la température des cellules. En réalité, le flux lumineux influence considérablement le courant alors qu'il a peu d'effets sur la tension aux bornes de la jonction (Figure 3.5 ci-dessous).

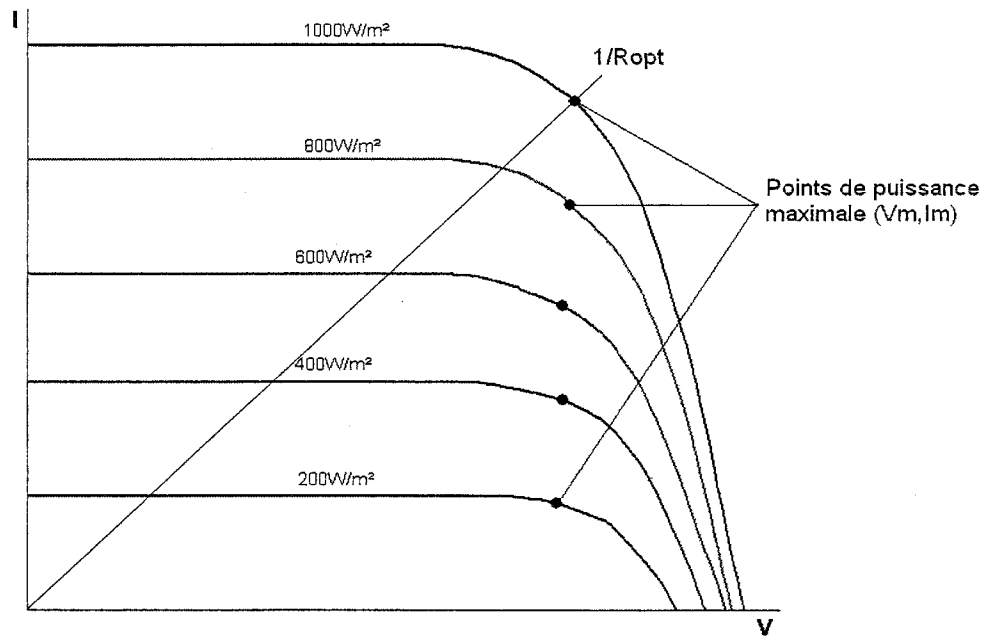


Figure 3.5: Influence de l'ensoleillement sur la caractéristique I-V d'une cellule PV

La tension dépend plus de la différence de potentiel entre les surfaces N et P du matériau semi-conducteur. Pour le silicium monocristallin, elle est de 0,59V à 25°C. La tension de circuit ouvert diminuera légèrement avec le flux lumineux. De ce fait, la puissance optimale sera pratiquement proportionnelle à l'ensoleillement et les points optimaux se situeront à peu près à la même tension.

Pour que la cellule PV fournisse toujours sa puissance maximale, on utilisera un "maximum power point tracker" en adaptant l'impédance à R_{opt} .

La température a aussi une incidence (pour une irradiance quelconque) sur la caractéristique I-V comme le montre la figure 3.6.

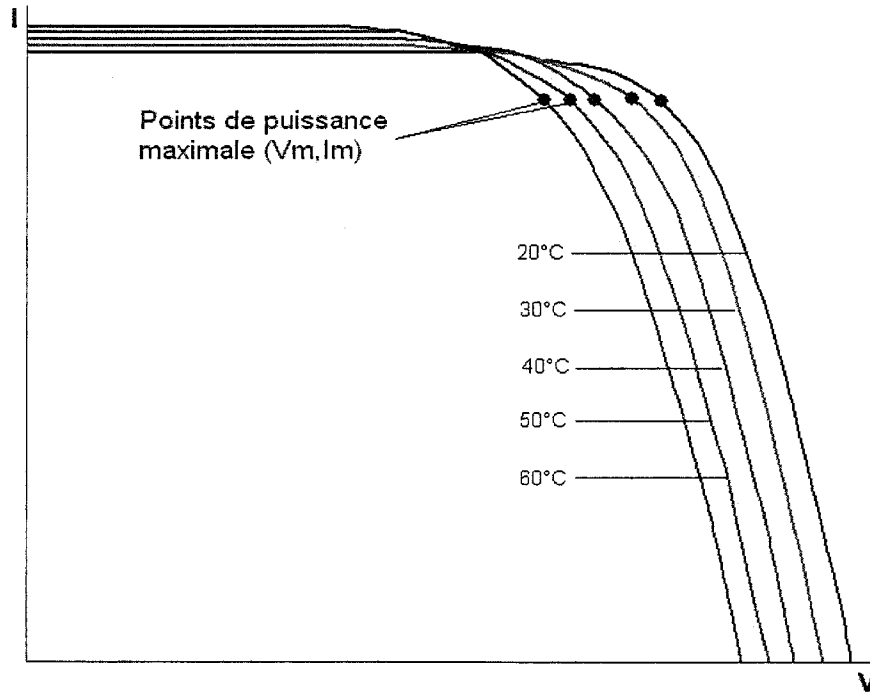


Figure 3.6: Influence de la température sur la caractéristique I-V d'une cellule PV

La température a plutôt une influence sur la tension et peu d'effet sur le courant. Ce qui donne un courant aux points optimaux pratiquement constant. L'effet de la température peut être quantifiés en utilisant des coefficients de température, coefficients qui sont généralement fournis par les manufacturiers.

Ainsi, on a les corrélations suivantes (Patel 1999):

$$I_{cc} = I_{cc,ref} \times (1 + \alpha_{I_{cc}} \times [T_c - T_{c,ref}]) \quad (3.5)$$

$$V_{co} = V_{co,ref} \times (1 - \alpha_{V_{co}} \times [T_c - T_{c,ref}]) \quad (3.6)$$

$$P_m = P_{m,ref} \times (1 - \alpha_{P_m} \times [T_c - T_{c,ref}]) \quad (3.7)$$

$T_{c,ref}$, $I_{cc,ref}$, $V_{co,ref}$ et $P_{m,ref}$ sont respectivement la température de la cellule, le courant de court-circuit, la tension de circuit ouvert et la puissance maximale aux conditions standard de test. $\alpha_{I_{cc}}$, $\alpha_{V_{co}}$ et α_{P_m} sont les coefficients de

température. Généralement, la puissance maximale produite diminue de 0,4 à 0,5% pour chaque degré d'augmentation de la température des cellules au silicium cristallin par rapport à la température de référence de 25°C. Les modules photovoltaïques ont donc une performance plus élevée en climat froid. Le module que nous utilisons dans cette étude a quant à lui un coefficient de température au point de puissance maximale de 0,45%/°C.

3.6.3 Les modules photovoltaïques

La photopile délivre en moyenne un courant de 0,5A sous une tension de 0,5 à 0,6V. Afin d'obtenir une tension adaptée à l'utilisation, les cellules PV sont connectées en série. La tension nominale des charges est souvent des multiples de 12V; cependant, on fonctionnera toujours avec un voltage maximum de 16 à 18V d'où des assemblages de 33 à 36 cellules PV (Messenger et Ventre 2004). C'est l'ensemble obtenu par ces cellules qui est appelé module photovoltaïque. C'est sous cette forme que les cellules PV se retrouvent dans le commerce.

Les cellules sont encapsulées sous verre ou sous plastique pour les protéger contre les agressions atmosphériques et les bris.

L'énergie solaire reçue par la surface de captation d'un module n'est pas entièrement convertie en électricité. En effet, près de 85% de l'énergie incidente devra être dissipée sous forme de chaleur. C'est l'aptitude du matériau d'encapsulation à évacuer cette chaleur qui déterminera la température d'équilibre. Cette chaleur est généralement évacuée par convection naturelle dans l'air ambiant. L'encapsulation doit donc permettre un bon échange thermique avec l'extérieur. L'encapsulation des cellules est réalisée entre une plaque de verre trempé et une feuille de Tedlar. L'encapsulant, de l'EVA (Ethylène-Vinyl-Acétate) résistant aux rayons ultraviolets, enrobe les cellules photovoltaïques à l'intérieur des laminés et assure des conditions de

fonctionnement optimales des cellules sous virtuellement tous les climats. La face arrière du module est étanche et protégée des dommages mécaniques par une feuille polymère continue et résistante. La structure verre/Tedlar du module minimise son poids, tout en protégeant durablement les cellules solaires. La version bi-verre existe aussi.

L'intégration des modules photovoltaïques à l'architecture des bâtiments (toits, façades, auvents, fenêtres) a aussi fait évoluer la technologie des modules. En effet, les modules intégrés au bâtiment doivent notamment avoir des qualités mécaniques (installations, agressions atmosphériques, résistance au choc...), sécuritaires (étanchéité, protection électrique, point d'inflammabilité élevé, protection contre les incendies...), esthétiques (couleur, adaptabilité à l'architecture...).

Afin d'obtenir une intensité et une tension plus importante en fonction de la charge, les modules sont associés en série et en parallèle. La mise en série des modules identiques permet d'obtenir une tension plus importante proportionnellement au nombre de modules en série avec le même courant dans la branche. En mettant des modules identiques en parallèle, la tension de la branche est égale à la tension de chaque module, par contre, l'intensité augmente proportionnellement au nombre de modules en parallèle.

Si des modules non identiques sont associés ou si quelques cellules d'un module sont ombragés/couverts, la tension d'utilisation des modules en série diminue légèrement alors que le courant d'utilisation total des modules en parallèle chute. Dans ce cas, le module occulté se comporte comme un récepteur et la cellule s'échauffe provoquant la destruction par claquage et une diminution de la performance du système.

C'est pour remédier à ces conséquences que des diodes parallèles (by-pass) et anti-retour sont utilisées. La figure 3.7 représente un système photovoltaïque avec les associations de modules et l'utilisation de diodes parallèles et by-pass.

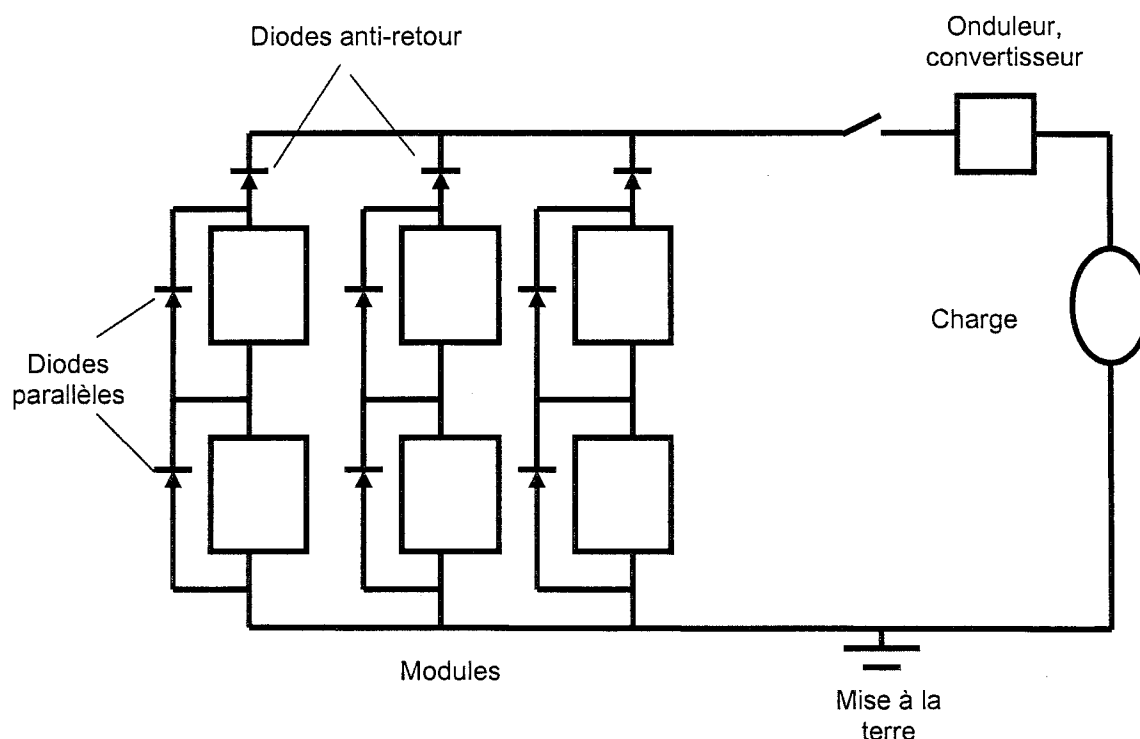


Figure 3.7: Représentation schématique de l'association de modules PV

La diode by-pass permet de limiter l'échauffement des cellules en les court-circuitant limitant ainsi la tension inverse qui les traverse. La diode anti-retour placée dans une branche en parallèle permet d'éviter qu'un module devienne récepteur. Cette solution n'est valable que si la chute de tension provoquée par la diode est négligeable devant la tension générée par la branche.

Il faut noter que les modules sont agencés en panneaux montés sur un châssis. Ces panneaux sont à leur tour connectés entre eux pour former le champ photovoltaïque.

3.6.4 Les applications photovoltaïques

La figure 3.8 présente différentes configurations possibles de systèmes photovoltaïques.

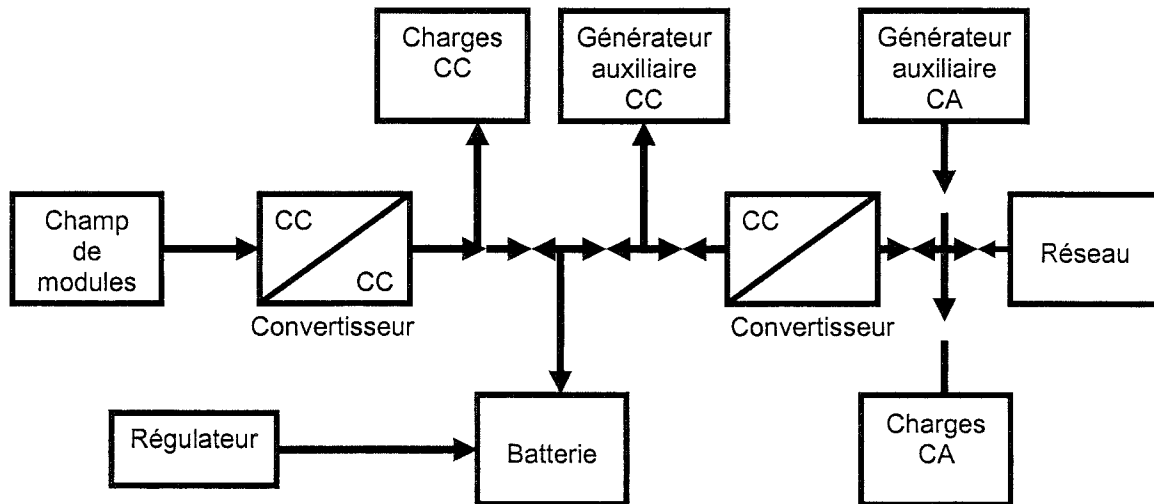


Figure 3.8: Schéma synoptique des différentes configurations de systèmes PV

Les différents types de systèmes PV sont:

- Les systèmes autonomes sans batterie : ce sont des systèmes sans stockage d'énergie utilisés lorsque le temps de fonctionnement de la charge n'est pas critique (ex : pompage de l'eau où le réservoir sert de stockage). On parle aussi d'un système au fil du soleil.
- Les systèmes autonomes avec batterie : c'est le type de systèmes le plus répandu où le champ PV charge une batterie de stockage d'énergie électrique. L'énergie stockée peut être utilisée au moment voulu. Ces systèmes sont employés pour l'électrification en zones rurales isolées.
- Les systèmes PV avec appoint : ce sont des systèmes hybrides PV/Groupe électrogène qui combinent les avantages liés aux deux systèmes. Le groupe électrogène sert d'appoint au générateur PV selon la demande. Il est

souvent utilisé pour les tours de communication, les refuges et camps forestiers en régions éloignées.

- Les systèmes raccordés au réseau : ils sont installés près de la demande et permettent d'alimenter certains abonnés du réseau tout en fournissant l'excédent de sa production sur le réseau pendant le jour. Ces systèmes peuvent être centralisés ou individuels. C'est ce type de systèmes qui s'adaptent aux bâtiments intégrant le photovoltaïque.

3.7 Impact environnemental des systèmes PV : revue de littérature

Bien que les coûts soient en défaveur du photovoltaïque actuellement, cette forme d'énergie tire sa force dans son impact environnemental négligeable en opération. En effet, les systèmes PV n'émettent aucun gaz polluant en opération. Cependant, ils renferment une énergie intrinsèque (et par conséquent des émissions polluantes intrinsèques) dont il faut tenir compte dans l'analyse de leur cycle de vie. L'énergie intrinsèque est composée des énergies utilisées pour l'extraction des matériaux, le transport, la fabrication des cellules et modules, le recyclage, la destruction et l'installation.

Dans les systèmes PV, trois indicateurs sont à prendre en compte. Le premier est le temps de retour de l'énergie intrinsèque ou "energy pay-back time (EPBT)" en anglais. C'est le temps que met le système PV pour produire l'énergie électrique qui a été nécessaire à sa fabrication. Dans ce cas-ci, le système PV comprend, outre les modules PV, les accessoires connus sous l'appellation de "Balance Of System" (BOS) dont le châssis, les supports, l'onduleur, les batteries, les câbles et autres équipements électriques. Aujourd'hui, l'EPBT d'un système PV varie de façon typique entre 1 et 4 ans dépendamment de la taille, du type de l'installation et de la technologie PV utilisée (Alsema 2000).

Le second indicateur est l'énergie primaire intrinsèque des modules PV et du BOS. L'évaluation de cette énergie varie considérablement dans la littérature. Alsema (2000) a montré que cette énergie est de l'ordre de 670 à 2100 kWh/m² de modules pour le silicium multicristallin et de 1470 à 4580 kWh/m² pour le silicium monocristallin. La principale cause de ces différences se trouve dans l'estimation de l'énergie utilisée pour la purification du silicium et pour le processus de cristallisation. Le silicium utilisé dans la fabrication des modules PV étant généralement issus des rejets de l'industrie de la microélectronique, il

apparaît difficile de faire une distinction entre l'énergie attribuable aux composants électroniques et celle attribuable aux modules PV. En excluant les étapes du processus de transformation du silicium liées spécifiquement à la microélectronique, Alsema trouve que la fabrication de modules polycristallins requiert environ 1167 kWh d'énergie primaire par m² de module sans le châssis tandis la fabrication de modules monocristallins nécessite 1583 kWh/m² soit respectivement 9 et 11,4 kWh par watt crête. Les modules utilisant la technologie des couches minces requièrent quant à eux moins d'énergie environ 333 kWh/m² soit 4,7 kWh/watt crête.

L'énergie intrinsèque des différents éléments du BOS se présente à titre indicatif comme suit: le châssis en aluminium, 140 kWh/m² de module; support pour installation de toit, 195 kWh/m² de module et onduleur, 0,3 kWh/Watt.

Comme cela apparaît, le silicium monocristallin est une technologie énergivore même si le rendement est le meilleur actuellement sur le marché.

Le dernier facteur est représenté par les émissions de gaz à effet de serre (GES) qui sont intimement liées à la consommation d'énergie lors de la production. En s'appuyant sur les sources d'énergie utilisées dans la production d'électricité dans les zones de fabrication des modules PV, notamment en Europe, soit 50% de nucléaire et d'hydroélectricité, 20% de charbon, 10% de fuel et 10% de gaz, le facteur d'émissions est 55g équivalent CO₂ par MJ primaire, soit 570g équivalent CO₂ par kWh d'électricité (Alsema 2000).

Par ailleurs, sur la base d'une analyse de cycle de vie, Hydro-Québec établit les émissions de GES pour plusieurs options de production d'électricité en Amérique du Nord (Gagnon 2003). Le tableau 3.3 ci-dessous reprend ces indicateurs.

Tableau 3.3: Émissions typiques de gaz à effet de serre de différentes options de production d'électricité selon une approche de cycle de vie pour l'Amérique du Nord (g éq. CO₂/KWh)

Options de production	Meilleure technologie commerciale (très bons sites pour les énergies renouvelables)	Technologie typique actuelle
Hydraulique avec réservoir	10 réservoirs=40 km ² /TWh	33 réservoirs=160 km ² /TWh
Diesel	649 centrale efficace à 43%	787 centrale efficace à 35%
Mazout lourd	841 centrale efficace à 38%	999 centrale efficace à 32%
Mazout lourd des sables bitumeux	1019 centrale efficace à 38%	1177 centrale efficace à 32%
Gaz naturel; cycle combiné; gaz acheminé sur 4000 km	422 centrale efficace à 58%	499 centrale efficace à 49%
Pile à combustible; hydrogène de combustibles fossiles	548 hydrogène du gaz; centrale efficace à 55%	990 hydrogène du pétrole; centrale efficace à 55%
Charbon bitumeux; charbon acheminé sur 482 km	941 centrale efficace à 35%	1022 centrale efficace à 32%
Lignite	-	1340
Tourbe	-	1300
Hydraulique au fil de l'eau	3	4
Nucléaire	6	16
Plantation de biomasse	51 centrale efficace à 30%	90 centrale efficace à 30%
Combustion des résidus forestiers	0	14
Éolien	9	20
Solaire photovoltaïque	38	121

Pour les technologies PV actuelles en Amérique du Nord, les émissions sont de l'ordre de 121g équivalent CO₂ par kWh électrique produit. Par ailleurs, si les modules PV étaient fabriqués au Québec, où l'hydroélectricité engendre peu de gaz à effet de serre, par exemple, les émissions de GES seraient de 38g équivalent CO₂ par kWh produit (Gagnon 2003). On constate par ailleurs que l'hydroélectricité, le nucléaire, les résidus forestiers et l'éolien produisent moins de GES.

CHAPITRE 4

MODÉLISATION DE LA MAISON

4.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à la modélisation thermique de la maison à consommation énergétique nette nulle. Il traite de la maison et plus particulièrement de son enveloppe, de l'infiltration d'air, des gains internes et de la méthode d'évaluation de la charge thermique de la maison. Après une présentation de l'outil de simulation utilisé, les modèles des composants les plus importants de la maison sont présentés. Par la suite, les hypothèses et données d'entrée sont présentées. Finalement, une validation des éléments clés est réalisée.

4.2 Présentation de TRNSYS, l'outil de simulation

L'outil de simulation utilisé pour cette étude est le logiciel TRNSYS (acronyme signifiant "TRaNsient SYstem Simulation"). TRNSYS est un logiciel permettant de simuler les systèmes thermiques en régime dynamique. Développé par l'équipe du Professeur Klein du Solar Energy Laboratory de l'Université de Wisconsin à Madison, TRNSYS était initialement destiné à simuler les systèmes solaires. La première version commerciale de TRNSYS a été mise sur le marché en 1975. Depuis lors, TRNSYS a subi plusieurs améliorations pour s'étendre à tous les systèmes thermiques devenant en même temps un puissant outil de simulation. La version du logiciel utilisée ici est TRNSYS 15.0 associé à l'interface IISiBat 3.0. TRNSYS tire sa force de sa structure modulaire et de son architecture ouverte qui permet à l'utilisateur de modifier le code source. Son interface graphique IISiBat permet une visualisation du système simulé de par sa programmation orienté objet. Chaque module (que l'on appelle un TYPE

dans le langage de TRNSYS) représente un élément ou un phénomène physique programmé dans le langage FORTRAN. Plusieurs modules sont associés ensemble pour simuler un système complet. Le logiciel est fourni avec une bibliothèque de modules standard qui permet à l'utilisateur de modéliser son système; de nouveaux modules peuvent cependant être développés.

Dans le système simulé, plusieurs modules interagissent entre eux. Ainsi, les sorties d'un module constituent les entrées d'un autre; ce qui permet de faire circuler l'information d'un module à l'autre à chaque pas de temps. La figure 4.1 présente un exemple de maison avec un système de production d'électricité photovoltaïque regroupant plusieurs modules dans l'environnement IISiBat.

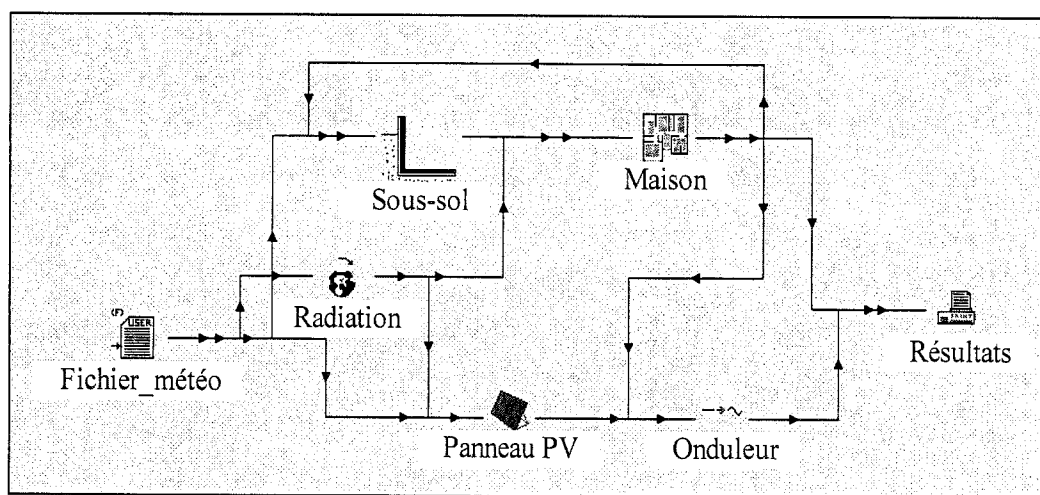


Figure 4.1: Exemple de représentation de système dans IISiBat

Cette figure représente de façon simplifiée une maison alimentée en énergie par des panneaux photovoltaïque. Le système comprend sept modules (TYPES). Le module "Fichier_météo" lit un fichier météo et fournit au module "Radiation" les informations utiles (rayonnement sur un plan horizontal et rayonnement direct normal par exemple) pour le calcul des irradiances sur les surfaces extérieures de la maison et sur la surface de captation du panneau PV. De même, le module modélisant le sous-sol reçoit des informations du module "Fichier_météo" (température de l'air extérieur par exemple). Les informations

reçues en entrées par les modules "Panneau PV", "Maison" et "Sous-sol" leur permettent de calculer la production d'énergie pour les panneaux PV, la charge de chauffage et de climatisation, la température intérieure résultante pour la maison et les gains/pertes du sous-sol. Ensuite, on remarque que le sous-sol envoie des informations à la maison et que la maison lui envoie aussi des informations. Cela s'explique par le fait que les différents calculs de bilan d'énergie de la maison nécessitent la connaissance des gains/pertes de chaleur au sous-sol et inversement la température de l'air dans le sous-sol dépend elle aussi de celle de la maison. Enfin, la maison et les panneaux PV envoient des informations (puissance produite et besoins électriques de la maison) à l'onduleur pour calculer la production d'électricité en courant alternatif et le déficit d'électricité par rapport à la production PV. Le module "Résultats" reçoit les sorties définitives pour chaque pas de temps.

Dans l'interface graphique IISiBat, les liens entre deux modules sont représentés par une ligne qui les relie et une flèche dont le sens indique le sens de circulation de l'information. Un lien permet de définir plusieurs informations entre deux modules comme le montre la figure 4.2. Cette fenêtre indique les informations envoyées par le module "Radiation" au module "Maison", les sorties de "Radiation" constituant les entrées de "Maison".

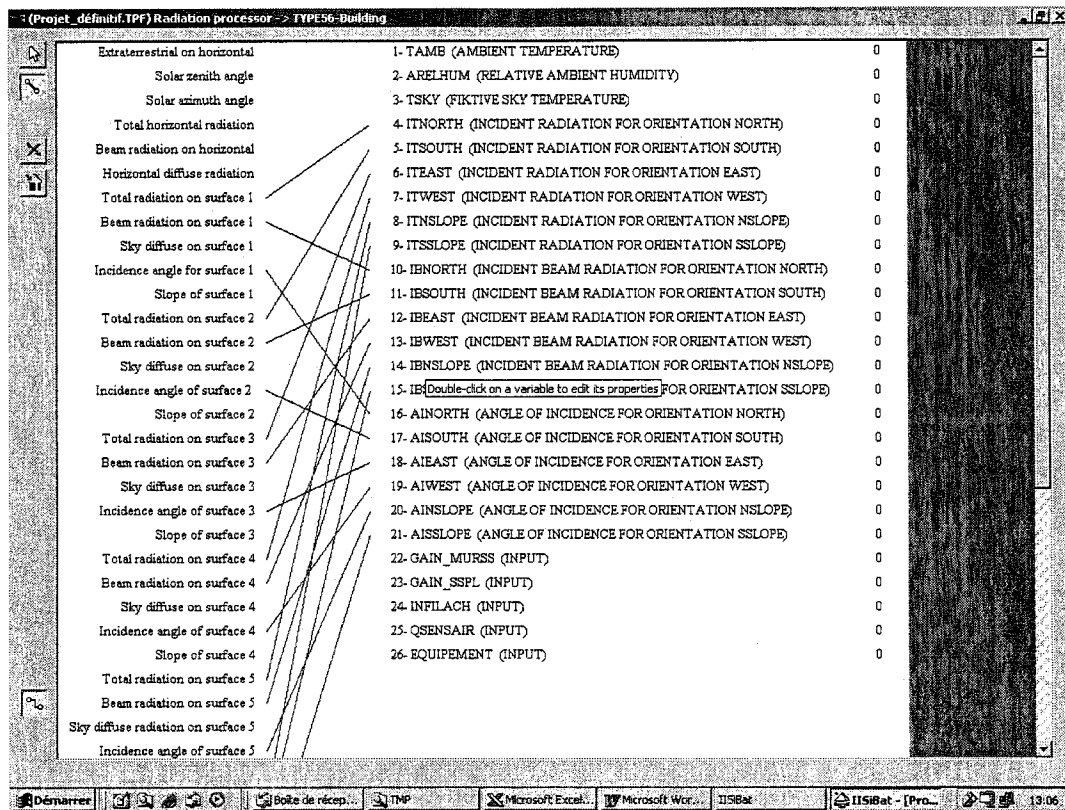


Figure 4.2: Liens entre deux modules dans IISiBat

Après la définition de tous les modules du système et l'établissement des différents liens entre eux, la simulation consiste en un passage de IISiBat à TRNSYS qui exécute les différents calculs mathématiques pour l'ensemble des modules. TRNSYS utilise la méthode d'Euler modifiée pour la résolution des équations du système. Ainsi, pour chaque pas de temps, le système d'équations est résolu par itérations jusqu'à la convergence des résultats ou jusqu'à un nombre maximum d'itérations. Le nombre maximum d'itérations et la tolérance de convergence sont des paramètres qui peuvent être changés. Dans notre cas, on considère que la convergence est atteinte lorsque la variation relative de toutes les sorties est inférieure à 0,001.

de l'École Polytechnique de Montréal. Le pas de temps utilisé est une heure et la simulation est conduite sur 8760 heures (une année complète). L'heure 1 représente la première heure du 1^{er} janvier; l'heure 25 représente la première heure du 2 janvier ainsi de suite.

4.3.1 Implantation de la maison dans TRNSYS

La résidence est modélisée à l'aide du TYPE 56 qui permet de simuler le comportement thermique détaillé d'un bâtiment. Le TYPE 56 utilise un pré-processeur, PREBID, qui permet de créer le fichier BID (Building Input Description) qui décrit la maison.

La maison simulée est une maison détachée composé d'un demi sous-sol; d'un rez-de-chaussée; d'un étage et d'un comble. Seuls le rez-de-chaussée et l'étage sont conditionnés. Les températures dans le sous-sol et le comble varient en fonction des gains/pertes que subissent ces espaces. On suppose que la maison abrite une famille de quatre personnes.

Les principales phases de la modélisation de la maison ont lieu dans PREBID. La figure 4.4 montre une fenêtre d'entrées de données de la maison dans PREBID. Cependant, PREBID ne permet pas de modéliser de façon détaillée tous les phénomènes. Ainsi, certains TYPEs sont définis dans le projet et échangent des flux d'informations avec le TYPE 56. Les différentes étapes suivies pour modéliser la maison sont présentées ici avec un accent mis sur les aspects fondamentaux et les TYPEs extérieurs associés à cette modélisation.

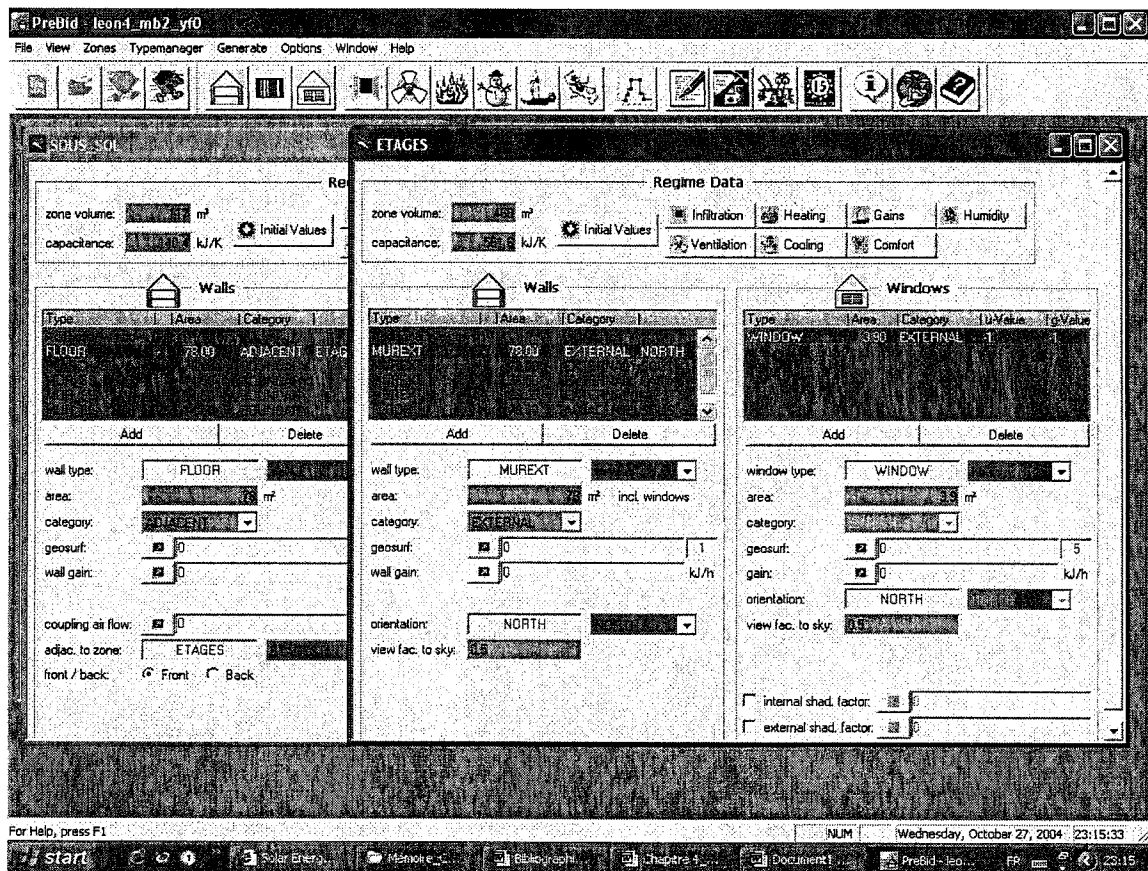


Figure 4.4 : Fenêtre principale d'entrée de données dans PREBID

Le TYPE 56 permet de modéliser un bâtiment en plusieurs zones thermiques. Une zone thermique est définie par un seul nœud avec un seul point de température. La maison simulée a été définie en trois zones: le rez-de-chaussée et l'étage représentent une seule zone, le sous-sol et le comble représentent les deux autres zones. Le sous-sol a été traité spécialement car PREBID ne permet pas de le modéliser directement.

4.3.2 Définition des murs et parois du bâtiment

Pour chaque zone, les différentes parois (surfaces, matériaux, orientations, murs extérieurs, murs adjacents, planchers et plafonds, vitrages) sont définies. Dans ce qui suit l'accent a été surtout mis sur la zone conditionnée.

Le tableau 4.1 présente les caractéristiques de la maison étudiée dans ce travail. Les dimensions du bâtiment sont celles d'une maison normale et les parois sont constituées pour respecter les normes minimales requises pour le niveau d'isolation des maisons R-2000 décrites au chapitre 1.

Tableau 4.1: Caractéristiques de la maison simulée

Dimensions	
Surface conditionnée	156m ² (6m×13m×2 planchers)
Volume conditionné	468m ³ (6m×13m×3m×2 planchers)
Surface du toit (sud/nord)	88,4 m ² /64,35m ²
Volume du comble	187,2m ³
Sous-sol (hauteur/volume)	1,5m/117m ³
Surface des fenêtres (est/sud/ouest/nord)	14m ² (1,4/7/1,4/4,2 m ²)
Enveloppe	
Fenêtre	Double vitrage, faible émissivité, Argon, intercalaire isolé U=1,5 W/m ² °C, SHGC=0,596
Murs de l'espace conditionné R=4,74 m ² °C/W	102 mm brique 12,7mm espace d'air 150 mm laine minérale 12,7 mm plaque de gypse
Plancher de l'espace conditionné	150 mm béton (2400 kg/m ³)

R=3,77 m ² °C/W	125 mm laine minérale 19 mm plaque de gypse
Plafond de l'espace conditionné R=8,92 m ² °C/W	310 mm laine minérale 12,7 mm plâtre de gypse
Murs du sous-sol R=3,57 m ² °C/W	200 mm béton (2400 kg/m ³) 115mm laine minérale
Toit R=0,3 m ² °C/W	6 mm bardeaux 12,7 mm contreplaqué Panneaux PV sur le toit sud, inclinaison à 45°

Comme l'indique les valeurs des résistances thermiques des différentes parois de l'enveloppe de la résidence, le niveau d'isolation est relativement élevé de façon à limiter les gains/pertes de chaleur et ainsi réduire les besoins en chauffage et en climatisation du bâtiment. Le coefficient de déperdition thermique global UA est de 98,4 W/°C, i.e. que pour chaque degré d'écart de température entre l'intérieur et l'extérieur la maison perd 98,4 Watts par l'enveloppe (en excluant les infiltrations).

4.3.3 Modélisation du sous-sol

PREBID ne permet pas de modéliser directement le sous-sol. La zone "sous-sol" a néanmoins été définie dans PREBID mais les calculs des gains à travers les parois sont faits par le TYPE 160 (Dutil 2003). Le TYPE 160 fait partie des TYPES qui ont été conçus par l'équipe du Professeur Bernier pour ce projet. Il est basé sur les études de Mitalas (1987) et permet d'évaluer les gains/pertes

selon 99 géométries de sous-sols. Les paramètres clés sont : la température moyenne annuelle du sol, l'amplitude de la variation de la température du sol, et le niveau d'isolation des parois. Dans sa méthode, Mitalas décompose le sous-sol en cinq zones (A1 à A5) de comportements thermiques différents. La figure 4.5 montre ces cinq zones.

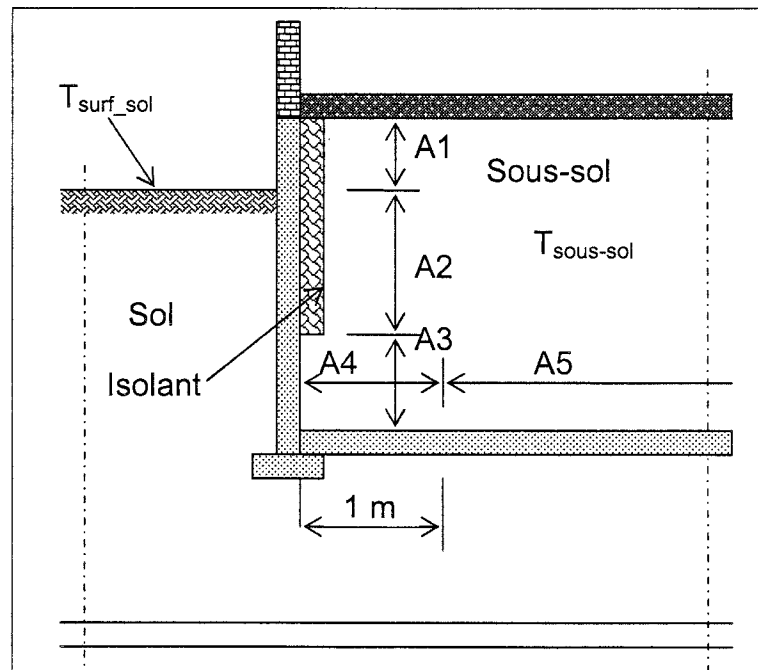


Figure 4.5: Les cinq zones de la méthode de Mitalas

La méthode de Mitalas permet de calculer le flux de chaleur mensuel pour chacune des cinq zones. Étant donné que le pas de temps de la simulation est de une heure, ces valeurs mensuelles calculées sont considérées constantes pour toutes les heures d'un mois donné.

Dans la géométrie adoptée pour ce travail, les zones A1 et A3 n'existent pas, c'est-à-dire que la hauteur hors terre est nulle et que les quatre murs du sous-sol sont isolés sur toute la hauteur. Le plancher n'est pas isolé.

Le TYPE 160 permet alors de calculer pour chaque pas de temps, les gains/pertes de chaleur à travers les différentes surfaces du sous-sol. Ces gains/pertes ainsi calculés sont fournis au TYPE 56 comme des gains de chaleur à travers les parois de la zone sous-sol définies dans PREBID comme des murs "frontières". Le TYPE56 calcule alors la température de l'air du sous-sol qu'il retourne ensuite au TYPE 160. Le TYPE 160 est défini comme présenté dans le tableau 4.2 ci-dessous.

Tableau 4.2: Les paramètres définies dans le TYPE 160

Paramètres	Valeurs
Géométrie	69 (99 configurations au total)
Longueur du sous-sol	13 m
Largeur du sous-sol	6 m
Hauteur totale	1,5 m
Hauteur hors terre	0
Hauteur isolant	1,5 m
Résistance totale hors terre	Supposée infinie
Résistance isolant sous terre	2,32 m ² °C/W
Nombre de coins	Maison détachée = 4 (utilisé ici) Maison semi-détachée = 2 Maison au milieu d'une rangée = 0
Température moyenne du sol	6,9°C pour Montréal
Amplitude de la température du sol	12,1°C pour Montréal

Le TYPE 160 prend deux inputs: la température de l'air extérieur et la température de l'air du sous-sol fournie par le TYPE 56.

Les sorties sont constituées des pertes dans chacune des cinq zones, les pertes totales à travers les murs et le plancher et les différentes surfaces des zones.

4.3.4 Modélisation de l'infiltration d'air

L'infiltration de l'air dans la zone conditionnée a été modélisée en utilisant un modèle relativement simple de l'ASHRAE (1981) qui permet de calculer le changement d'air par heure en fonction de la température ambiante (T_{amb}), de la température de la zone (T_{zone}) et de la vitesse du vent (V_{vent}). Ce modèle se trouve sous le TYPE 103 dans la version de TRNSYS utilisée. L'infiltration est définie comme un input; ce qui permet son évaluation par d'autres modèles à l'extérieur de PREBID. Selon le modèle de l'ASHRAE, le nombre de changements d'air par heure (CAH) est donné par:

$$CAH = K_1 + K_2 \times (T_{zone} - T_{amb}) + K_3 \times V_{vent} \quad (4.1)$$

où K_1 , K_2 et K_3 représentent des coefficients qui dépendent de l'étanchéité de la construction. Les valeurs recommandées par ASHRAE sont présentées au tableau 4.3.

Tableau 4.3: Valeurs recommandées pour différents niveaux d'étanchéité de construction

Construction	K_1 (CAH)	K_2 (CAH/°C)	K_3 (CAH/m.s ⁻¹)
Étanchéité élevée	0,100	0,011	0,034
Étanche moyenne	0,100	0,017	0,049
Étanche faible	0,100	0,023	0,070

Dans la présente étude, on considère que l'étanchéité de la maison est élevée.

4.3.5 Modélisation des gains de chaleur internes

Les gains de chaleur internes sont constitués des apports dus aux occupants et aux équipements.

4.3.5.1 Gains dus aux occupants

Un profil d'occupation de la maison a été établi sous forme de cédule dans PREBID. Ainsi, entre minuit et 8h du matin, les quatre occupants sont présents dans la maison, deux personnes entre 8h et 17h et quatre personnes entre 17h et 24h. Chaque occupant dégage au total 150W, valeur recommandée par la norme ISO 7730 intégrée dans PREBID pour des personnes assises ou avec une activité légère dans un local conditionné.

4.3.5.2 Gains dus aux équipements et aux lumières

Les équipements sont en général constitués des équipements de cuisson, les machines à laver, sècheuses, les appareils audiovisuels... Dans ce travail, le profil de consommation journalier des lumières et des équipements est tiré d'un rapport du Gas Research Institute, un organisme américain. Ce profil utilisé dans d'autres travaux (Gunes et al. 2003) présente la consommation moyenne horaire d'une famille de quatre personnes aux USA (Figure 4.6).

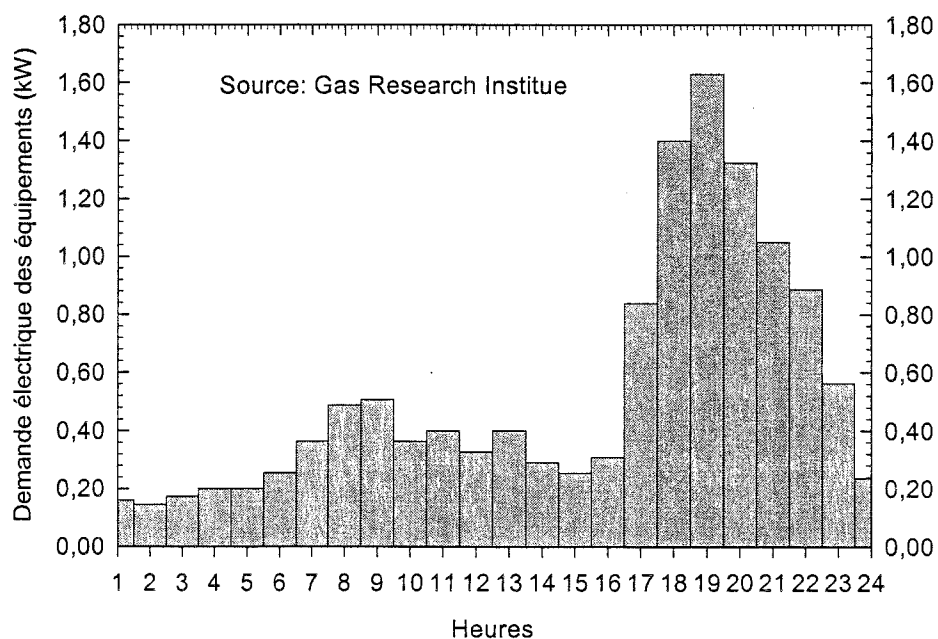


Figure 4.6: Profil de consommation des lumières et des équipements

Comme le montre la figure 4.6, la consommation varie au cours de la journée. Le minimum est atteint à 2 h tandis que le maximum de demande a lieu à 19 h. Il faut aussi souligner que ce profil est supposé être le même pour chaque jour de l'année. La consommation énergétique des lumières et équipements représente environ 5000 kWh par an. Ce chiffre a été comparé à une estimation faite à partir des consommations annuelles moyennes des appareils domestiques établies par Hydro-Québec (Hydro-Québec 2004). Selon cette estimation, une famille québécoise consommerait 9866 kWh par an pour l'éclairage, les équipements et l'eau chaude. De cette consommation le chauffage de l'eau sanitaire représente environ 4468 kWh/an. L'éclairage et les appareils consomment donc 5398 kWh par an soit sensiblement la même consommation que celle du profil utilisé dans ce travail.

Les gains de chaleur dus aux équipements et aux occupants sont considérés dans cette étude comme des gains instantanés contribuant immédiatement à la charge de climatisation et de chauffage.

4.3.6 Charges de chauffage et de climatisation

Deux approches permettent de modéliser les équipements de chauffage, ventilation et climatisation (CVC) d'un bâtiment. La première approche est basée sur le bilan énergétique ou "energy rate" en anglais. Dans PREBID, l'utilisateur définit les points de consigne de chauffage et de climatisation de chaque zone et le TYPE 56 détermine l'énergie nécessaire pour maintenir ces conditions. Dans cette approche, l'énergie requise est calculée pour chaque pas de temps à partir des gains/pertes de chaleur. La charge est traitée comme si elle ne dépendait pas du fonctionnement des équipements de CVC. La consommation énergétique du bâtiment s'obtient en divisant la demande en chauffage et en climatisation par le coefficient de performance des équipements

de CVC. Cette approche du bilan énergétique est appropriée pour évaluer les besoins en chauffage et en climatisation d'un bâtiment.

La seconde approche est basée sur le niveau de température de la zone ou "temperature level" en anglais. Elle permet de modéliser les appareils de CVC avec des organes de régulation. L'énergie transférée à l'air de la zone est alors définie comme un input au bâtiment et est traitée comme un gain. Ainsi, il y a une interaction entre l'équipement CVC et le bâtiment à chaque pas de temps pour calculer en bout de ligne l'énergie reçue par l'air de la zone considérée. Cela signifie également que la température de l'air de la pièce conditionnée varie en fonction du point de consigne et de la bande morte des organes de régulation. Le fonctionnement des équipements CVC est régulé par la température dans la zone. Cette approche n'évalue pas la charge de chauffage/climatisation du bâtiment, mais elle permet de modéliser de façon détaillée et réaliste l'interaction qui existe entre l'équipement et le bâtiment et de calculer la consommation d'énergie des appareils CVC.

Dans ce travail, les deux approches sont utilisées. L'approche dite de "energy rate" a permis d'évaluer les besoins en chauffage et en climatisation pour chaque pas de temps sur une année complète. Dans ce cas, les besoins ont été évalués pour des températures fixes de 20°C pour le chauffage et de 25°C pour la climatisation. L'approche de "temperature level" a été utilisée pour calculer la consommation énergétique des équipements de CVC. Pour cela une pompe à chaleur géothermique et un thermostat ont été modélisés. Les températures de consignes sont respectivement de 20°C pour le chauffage et de 25°C pour la climatisation avec une bande morte de 1°C. Ainsi, la marche et l'arrêt de la pompe à chaleur sont commandés par le thermostat en fonction de la température de la maison. Le fonctionnement du système de CVC est traité plus amplement au chapitre 5.

4.3.7 Les fichiers météorologiques

Les données météorologiques constituent un élément clé de la simulation énergétique de bâtiments. Tous ces fichiers météo sont constitués en général de données typiques pour chaque heure ou chaque mois. Ils sont le résultat de traitement statistique de données recueillies sur une longue période, généralement plus de 20 ans pour déterminer une année typique (typical meteorological year) représentative des données issues de cette base d'informations météorologiques. Plusieurs types de fichiers météo sont utilisés dans TRNSYS. Ils diffèrent les uns des autres essentiellement par la quantité d'informations et le format de présentation. TRNSYS comporte plusieurs modules permettant de lire divers formats de fichiers météo. Une revue des fichiers est présentée en annexe B. Les plus connues sont le TRY (Test Reference Year), METEONORM, le TMY (Typical Meteorological Year), le TMY2 (version plus améliorée et plus complète du TMY), le IWECC (International Weather for Energy Calculations), le CWECC (Canadian Weather for Energy Calculations), le WYEC (Weather Year for Energy Calculations), le WYEC2 (version améliorée et plus complète de WYEC). Outre ces bases de données assez utilisées, il en existe d'autres spécifiques à des outils de simulations tels que EnergyPlus, BLAST, DOE-2.

Le fichier utilisé dans ce travail est le WYEC2 (ASHRAE 1997). Il a été produit par le National Renewable Energy Laboratory (NREL) pour le compte de l'ASHRAE et comporte les données de 77 localités des USA et du Canada, notamment, Montréal, Vancouver, Toronto, Winnipeg et Edmonton. Les données sources ont été collectées de 1953 à 1995. Elles représentent les données les plus récentes comparativement aux autres types de fichiers (voir annexe B).

Pour cette étude, les données les plus importantes sont le rayonnement solaire, la température ambiante, et la vitesse de vent. Ces données permettent d'évaluer entre autres les gains/pertes à travers l'enveloppe du bâtiment et l'infiltration et la production d'énergie photovoltaïque.

Le fichier WYEC2 donne pour Montréal, par exemple, une irradiation sur un plan incliné à 45° et orienté au sud de 1467 kWh/m²/an (4 kWh/m²/jour).

CHAPITRE 5

MODÉLISATION DU SYSTÈME DE CHAUFFAGE ET DE CLIMATISATION

5.1 Introduction

Le système de chauffage et de climatisation utilisé ici est une pompe à chaleur (PAC) géothermique régulée par un thermostat. La PAC est couplée à un puits géothermique vertical en boucle fermé qui sert de source de chaleur en mode chauffage et de puits de chaleur en mode climatisation. Une pompe de circulation assure le transport du fluide caloporteur entre la PAC et l'échangeur géothermique. Le chauffage partiel de l'eau sanitaire est assuré par un désurchauffeur intégré à la PAC. Finalement, un réservoir de stockage de l'eau chaude sanitaire complète l'ensemble des éléments couverts dans ce chapitre.

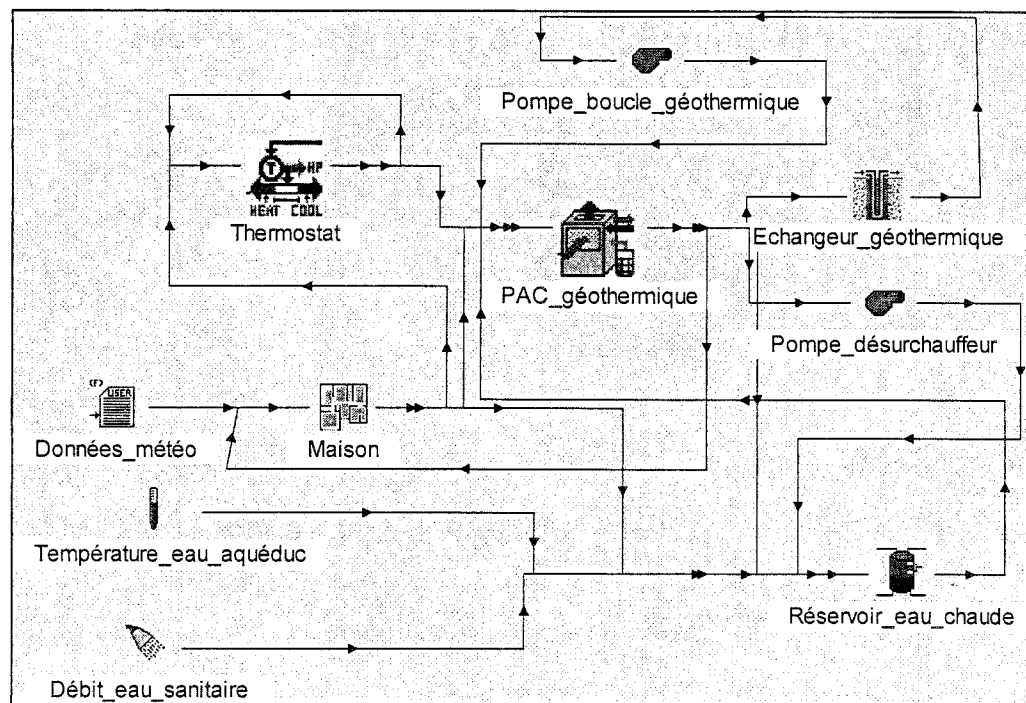


Figure 5.1: Représentation du système de chauffage/climatisation dans IISiBat

La figure 5.1 montre l'agencement de tous les composants du système de chauffage et de climatisation de la maison.

5.2 La pompe à chaleur géothermique

5.2.1 Aperçu du modèle utilisé

Le modèle de PAC utilisée dans cette étude a été initialement développé par la société Thermal Energy System Specialists (TESS) en tant que TYPE 127. Il a été utilisé avec succès, notamment par Thornton et al. (1997).

Il s'agit d'une PAC eau-air (Figure 5.2), type communément rencontré dans les systèmes de PAC géothermique, d'où l'appellation "pompe à chaleur géothermique".

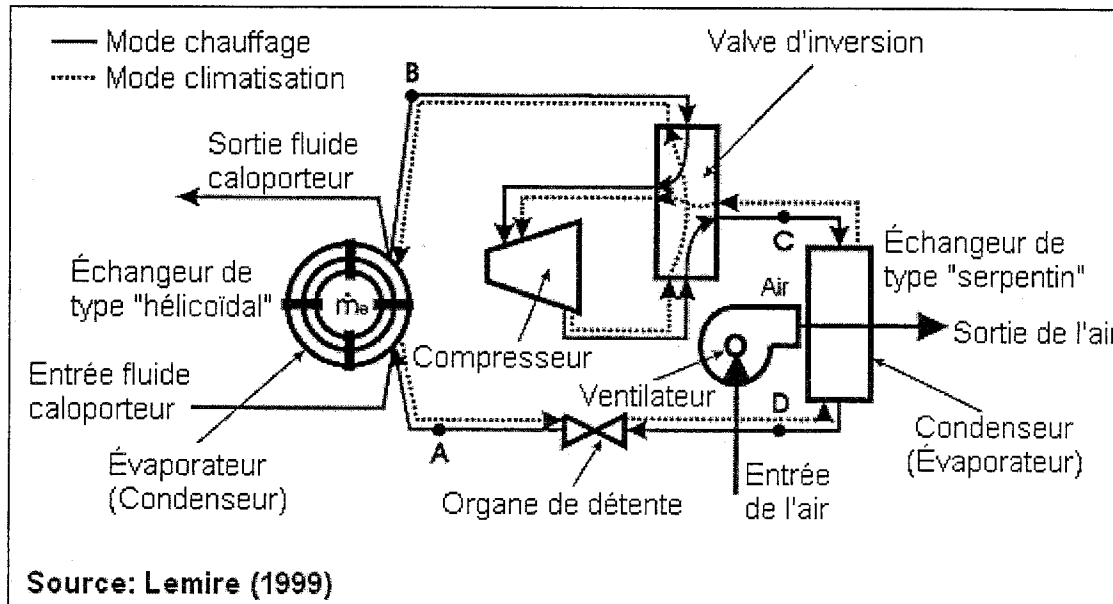


Figure 5.2: Représentation schématique d'une pompe à chaleur eau-air

Bien que le modèle défini par le TYPE 127 puisse tenir compte, par l'intermédiaire d'un facteur de correction, d'une opération à charge partielle, le modèle utilisé ici suppose un régime permanent. Donc, il est supposé que la

PAC atteint immédiatement ses performances suite à un démarrage. Cette décision a été prise devant le peu d'informations disponibles sur l'opération des PAC à charge partielle.

Le TYPE 127 a ensuite été modifié par Lemire (1999) pour tenir compte du temps d'opération de la PAC au cours d'un pas de temps. En effet, le TYPE 127 initial fonctionnait en mode "tout ou rien" durant le pas de temps. Étant donné que le pas de temps est généralement fixé à une heure, ce mode d'opération engendre des fluctuations trop importantes de la température ambiante de l'air lorsque la charge s'éloigne trop de la capacité de la PAC. Lemire a donc introduit la notion du temps d'opération qui permet de corriger cette insuffisance. Ainsi, le TYPE 197 (TYPE 127 modifié) permet, par exemple, de faire fonctionner désormais la PAC pendant 30 minutes lorsque la charge est égale à la moitié de la capacité et que le pas de temps est de une heure.

Pour l'essentiel, le TYPE 197 de Lemire tout comme le TYPE 127 de TESS se base sur les données de performances fournies par les catalogues de manufacturiers. Ces données sont prétraitées et un certain nombre de corrélations sont obtenues par lissage de courbe et insérées dans un fichier externe lu par le TYPE 197. Pour plus de détails sur ce prétraitement, le lecteur est invité à consulter le mémoire de maîtrise de Lemire (1999). Les coefficients résultants sont lus par le TYPE 197. Une fois traitées, ces informations permettent de prédire la performance de la PAC sous une des formes suivantes : l'énergie transférée à l'air, l'énergie puisée ou rejetée dans le sol, la puissance au compresseur, l'énergie transférée à l'eau chaude domestique. Les conditions d'opération, notamment la température et le débit d'entrée de l'eau à la PAC, sont utilisées pour évaluer à chaque pas de temps les performances de la PAC. Le tableau 5.1 présente les paramètres les plus importants du TYPE 197.

Tableau 5.1: Les paramètres pertinents du TYPE 197

Paramètres	Valeurs utilisées
Débit du fluide caloporteur	1400 kg/h
Masse volumique du fluide caloporteur	1000 kg/m ³
Chaleur spécifique du fluide caloporteur	4,19 kJ/kg°C
Débit d'air	2000 kg/h
Débit de l'eau sanitaire dans le désurchauffeur	100 kg/h
Puissance du ventilateur	220 W
Puissance du contrôleur	50 W

D'autres paramètres importants sont fournis par les autres modules. Par exemple, les températures d'entrée de l'eau et de l'air à la PAC sont respectivement fournies par l'échangeur géothermique (TYPE 132) et la maison (TYPE 56). L'ensemble des paramètres du TYPE 197 est présenté dans les tableaux C.1 et C.2 de l'annexe C.

5.2.2 Implantation dans TRNSYS

La pompe à chaleur géothermique utilisée dans cette étude est une PAC commerciale du manufacturier ClimateMaster (1995), modèle 030. C'est une PAC qui a une capacité nominale en climatisation de 2,5 tons (8,75 kW). Elle peut fonctionner à des températures de fluide caloporteur variant de 4,4°C à 43,3°C en mode climatisation et entre -3,5°C et 26,7°C en mode chauffage. Les données du manufacturier sont utilisées pour générer les coefficients selon la procédure décrite par Lemire (1999). Pour référence, Les données du manufacturier et les différents coefficients du fichier externe "heatpump.dat" sont mis dans les tableaux C.3 et C.4 de l'annexe C de ce document.

La performance de la PAC dépend essentiellement de quatre facteurs: la température de l'air intérieur, le débit de l'air, le débit et la température de l'eau entrant dans la PAC. Cependant, la température de l'eau à l'entrée de la PAC

est le facteur le plus important; les trois autres ne variant pas de façon significative durant l'année.

La figure 5.3 montre les performances de la PAC E030 de ClimateMaster en fonction de la température d'entrée d'eau pour des débits d'air et d'eau fixes ainsi que des températures de l'air constantes.

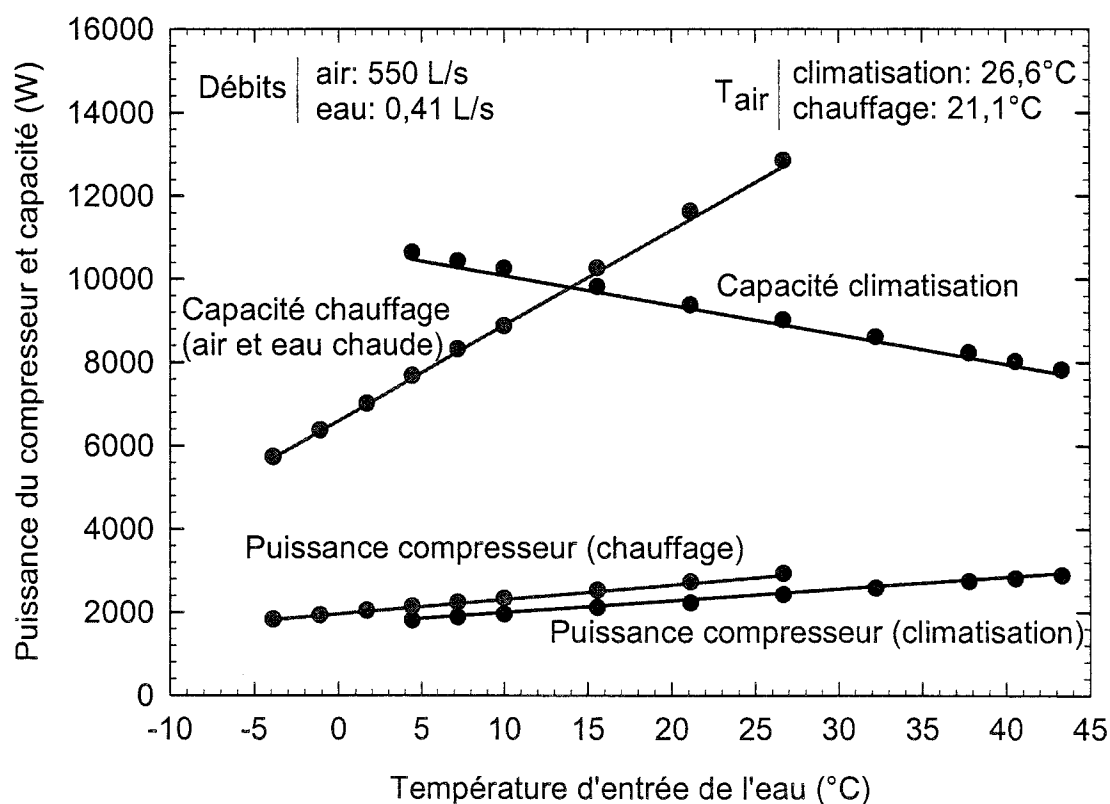


Figure 5.3: Performance de la PAC E030 de ClimateMaster

Sur la figure 5.3, les points représentent les données du fabricant alors que les droites indiquent les outputs de TRNSYS. A travers cette figure, on remarque que les données du fabricant sont parfaitement reproduites par le modèle utilisé.

5.3 L'échangeur géothermique

Dans une installation géothermique, l'échangeur dans le sol assure le transfert d'énergie entre la PAC et le sol. C'est un élément clé des systèmes de PAC géothermiques.

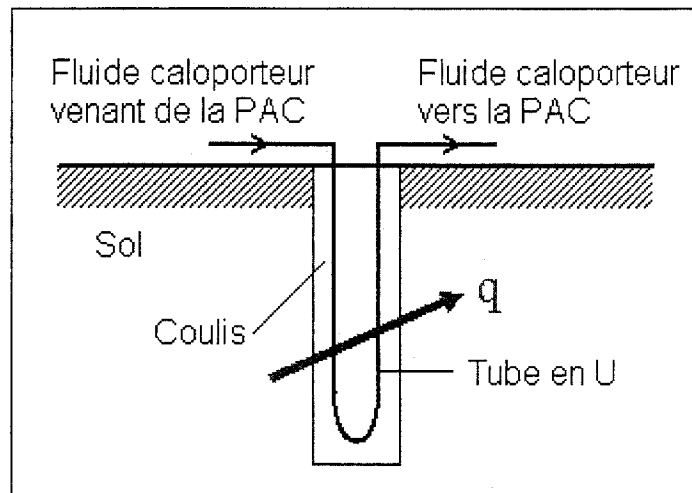


Figure 5.4: Échangeur géothermique

La figure 5.4 ci-dessous montre schématiquement un échangeur géothermique vertical. Il est généralement constitué d'un tube en U en polyéthylène haute densité (PEHD) inséré dans un puits rempli d'un coulis dont la conductivité thermique est généralement élevée.

L'échangeur géothermique doit être bien dimensionné et sa modélisation en régime dynamique doit permettre une prédiction précise du comportement thermique (sur une base horaire généralement) de celui-ci. Le dimensionnement et la modélisation sont en fait deux problématiques différentes. Dans le cas du dimensionnement, on cherche à déterminer la longueur requise pour évacuer (ou retirer) la chaleur produite par le système de PAC géothermique. Cette longueur doit être suffisante pour éviter que le fluide caloporteur ne dépasse les températures limites permises pour l'opération des PAC. En revanche, tout surdimensionnement entraîne des surcoûts (Bernier 2002)

L'échangeur géothermique a été dimensionné avec un logiciel de dimensionnement (Bernier 2003). La longueur finale de 100m a été déterminée de façon à ce que la température à l'entrée de la PAC soit supérieure à $-3,5^{\circ}\text{C}$. La variation de cette température pour le long terme (10 ans) est présentée au chapitre 7 (section 7.5).

La modélisation en régime dynamique de l'échangeur n'est pas simple. La difficulté vient du fait qu'il faille tenir compte de l'historique thermique, autrement dit du cumul de l'énergie rejetée dans le sol. Il existe plusieurs modèles numériques qui permettent de prédire le comportement thermique en régime dynamique d'un échangeur géothermique en tube en U vertical. Nous passons en revue les principaux dans ce qui suit.

Les modèles numériques "isolés" ont été traités par Mei et Emerson (1985), Muraya et al. (1996), Rottmayer et al. (1997), et Yavuzturk et al. (1999). Thornton et al. (1997) et Yavuzturk et Spitler (1999) ont quant à eux simulé des systèmes entiers. Thornton et al. (1997) ont utilisé le modèle de réservoir géothermique vertical développé par Hellström (1991) pour simuler un système entier d'une maison à l'aide de TRNSYS.

Yavuzturk et Spitler (1999) ont étendu le concept de facteurs de réponse ("response factors" en anglais) de Eskilson à des pas de temps petits. Ces facteurs de réponse pour des petits pas de temps sont générés pour un champ de puits spécifique en utilisant un modèle numérique "isolé" de transfert de chaleur bidimensionnel dynamique à volume fini dans un tube en U vertical (Yavuzturk et al. 1999). Un modèle a été créé sous TRNSYS pour incorporer les facteurs de réponse; ce modèle a été ensuite couplé à un modèle de pompe à chaleur eau-air pour une simulation complète du système. Par ailleurs, contrairement au travail mentionné ci-dessus qui fait l'hypothèse d'un transfert de chaleur en régime permanent dans le champ de puits géothermique,

l'approche utilisée par Hellström (1991) et Yavuzturk et Spitler (1999) traite tout le champ de puits, incluant le puits, comme un problème dynamique. Les auteurs utilisent le modèle décrit par Yavuzturk et Spitler (1999) pour modéliser l'échangeur géothermique. Ce modèle est basé sur des facteurs de réponse de température adimensionnels dépendant du temps et connu sous la désignation de "g-functions".

Bernier et Randriamiarinjatovo. (2001) et Bernier et al. (2004) ont développé une approche hybride analytique-numérique pour la simulation en régime dynamique des échangeurs géothermiques. Cette approche repose sur l'utilisation de la solution analytique du problème de la source cylindrique (voir par exemple Ingersoll et al. 1954) couplée à une simulation numérique 2-D de l'interaction thermique des puits dans le champs de puits.

Le modèle utilisé dans la présente étude a été développé au Département de Physiques Mathématiques de l'Université de Lund en Suède. Ce modèle connu sous l'appellation de DST (Duct Ground Heat Storage Model) a été développé et incorporé dans TRNSYS par Hellström et al. (1996) et est considéré comme le modèle de référence par plusieurs auteurs (Shonder et al. 1999, Bernier 2001).

Le modèle DST calcule le transfert de chaleur par convection entre les tuyaux constituant l'échangeur et le fluide puis le transfert de chaleur par conduction entre les tuyaux et le sol. Ce modèle divise le volume du sol contenant les échangeurs géothermiques en deux régions: une région locale à proximité des puits avec plusieurs sous-régions et une région globale englobant tout le réservoir thermique (Figure 5.5).

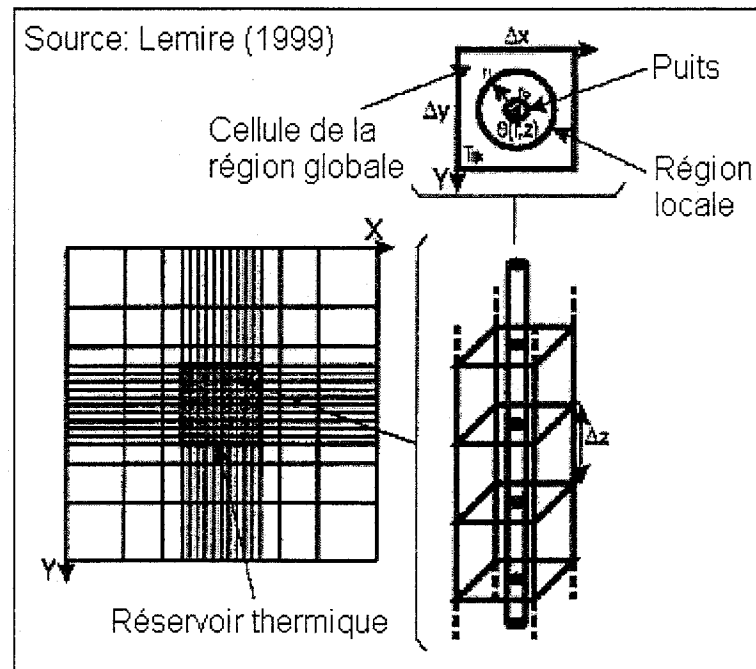


Figure 5.5: Représentation des différentes régions du réservoir géothermique

La distribution de température dans la région locale est résolue analytiquement en tenant compte de l'interaction entre les deux tubes et de la conduction dans le coulis pour le volume cylindrique entourant chaque puits ($r_0 \leq r \leq r_1$) alors que la distribution de température de la région globale est résolue à l'aide d'un code numérique à trois dimensions utilisant la méthodes des différences finies.

Dans la présente étude le modèle DST est le TYPE 132. Il permet de calculer l'énergie échangée entre le sol et le fluide caloporteur qui circule dans les puits. Le TYPE 132 comporte 42 "parameters" qui sont énumérés au tableau C.5 tandis que le tableau C.6 présente les inputs et outputs (Annexe C). Les paramètres les plus importants sont donnés au tableau 5.2.

Tableau 5.2: Caractéristiques de l'échangeur dans le sol

Caractéristiques	Valeurs
Volume du réservoir	5000 m ³
Capacité thermique du sol	2000 kJ/m ³ .°C
Température initiale du sol	10°C
Conductivité thermique du sol	2,0 W/m°C
Nombre de puits	1
Longueur du puits	100 m
Diamètre du puits	15 cm
Tube en U	1" SDR-11
Distance centre à centre des tubes	8,3 cm
Conductivité thermique des tubes	0,42 W/m°C
Conductivité thermique du coulis	2,08 W/m°C

5.4 Le thermostat

L'approche adoptée pour évaluer la consommation énergétique de la résidence simulée est celle du niveau de température. Tel que mentionné au chapitre 4, cette approche permet de modéliser l'interaction entre la pompe à chaleur géothermique et la maison à chaque pas de temps pour calculer en bout de ligne l'énergie reçue par l'air de la maison. Le niveau de température du système est contrôlé par un thermostat. Cela signifie que la température de l'air de la pièce conditionnée varie en fonction du point de consigne et de la bande morte du thermostat et de la capacité de la PAC. Le thermostat utilisé dans cette simulation a été modélisé et incorporé dans TRNSYS par Lemire (1999). Ce thermostat (TYPE196) permet de contrôler le fonctionnement de la PAC en se basant sur la température intérieure de la maison tout comme un thermostat réel. Dans son modèle de thermostat, Lemire est parti du fait que les modèles standard de TRNSYS ne prenaient pas en compte le temps d'opération de la PAC entraînant des niveaux de température très élevés lorsque la charge du

bâtiment est faible. Le TYPE 196 corrige cette insuffisance et permet d'évaluer la fraction du pas de temps pendant laquelle la PAC fonctionne pour maintenir la température intérieure du bâtiment selon les points de consigne spécifiés.

Dans le TYPE 196, il faut spécifier comme paramètres les températures de consigne en chauffage et en climatisation qui sont respectivement de 20°C et 25°C pour ce projet avec une bande morte de 1°C. En chauffage, la PAC fonctionne jusqu'à porter la température de l'air de la maison à 21°C, température à laquelle la PAC s'arrête. Elle ne redémarre que lorsque la température de la maison descend jusqu'à 20°C. En climatisation, la PAC refroidit l'air de la maison jusqu'à 24°C avant de s'arrêter. Elle ne redémarre que lorsque la température de la maison remonte jusqu'à 25°C. Le thermostat reçoit en entrée la température de la zone conditionnée calculée par le TYPE 56 et le temps d'opération évalué dans le module de la PAC. Les principales sorties sont le temps d'opération et le signal de commande de la PAC qui servent d'entrées à la PAC; il y a donc un flux d'informations bidirectionnel entre la PAC et le thermostat qui tient compte de ce qui se passe au niveau du bâtiment et de la PAC.

5.5 La pompe de circulation

La pompe de circulation dans le système de PAC géothermique permet de faire circuler le fluide caloporteur entre la PAC et le sol via l'échangeur. Elle est modélisée par le TYPE 3. La donnée principale recherchée ici est la puissance électrique consommée à chaque pas de temps pour faire circuler le fluide.

Dans sa forme la plus générale le TYPE 3 permet de calculer la puissance à l'aide la relation 5.1.

$$P = P_{\max} \times \left(C_0 + \sum_1^n C_i \times \text{signal}^i \right) \quad (5.1)$$

où P_{\max} est la puissance maximale de la pompe (200 W dans le cas de la présente étude), C_0 et C_i sont des coefficients de puissance et "signal" représente la fraction du débit nominal (compris entre 0 et 1). Cette corrélation, en apparence complexe, permet de tenir compte de la non-linéarité de la puissance en fonction du débit pompé dans le cas d'un système de pompage à débit variable. Dans la présente étude, la pompe fonctionne en "tout ou rien", donc seul le terme C_0 est requis et il prend une valeur unitaire.

Le modèle calcule aussi la température du fluide à la sortie de la pompe en fonction de la fraction f de la puissance (P) convertie en chaleur dans le fluide:

$$T_{\text{sortie}} = T_{\text{entrée}} + \frac{f \times P}{m_{\text{fluide}} \times C_p} \quad (5.2)$$

où T_{sortie} et $T_{\text{entrée}}$ sont les températures du fluide caloporteur à la sortie et à l'entrée de la pompe, m_{fluide} est le débit du fluide et C_p est la chaleur massique du fluide.

Les valeurs suivantes ont été utilisées dans la présente étude:

$$f = 0,5; m_{\text{fluide}} = 1400 \text{ kg/h}; C_p = 4,19 \text{ kJ/kg.K}$$

Le temps d'opération est utilisé pour évaluer précisément la consommation énergétique de la pompe pour chaque pas de temps étant entendu que le fonctionnement de la pompe est assujéti à celui de la PAC.

5.6 L'eau chaude domestique

La production de l'eau chaude domestique a été décrite sommairement au chapitre 1. La figure 5.6 montre le principe de fonctionnement.

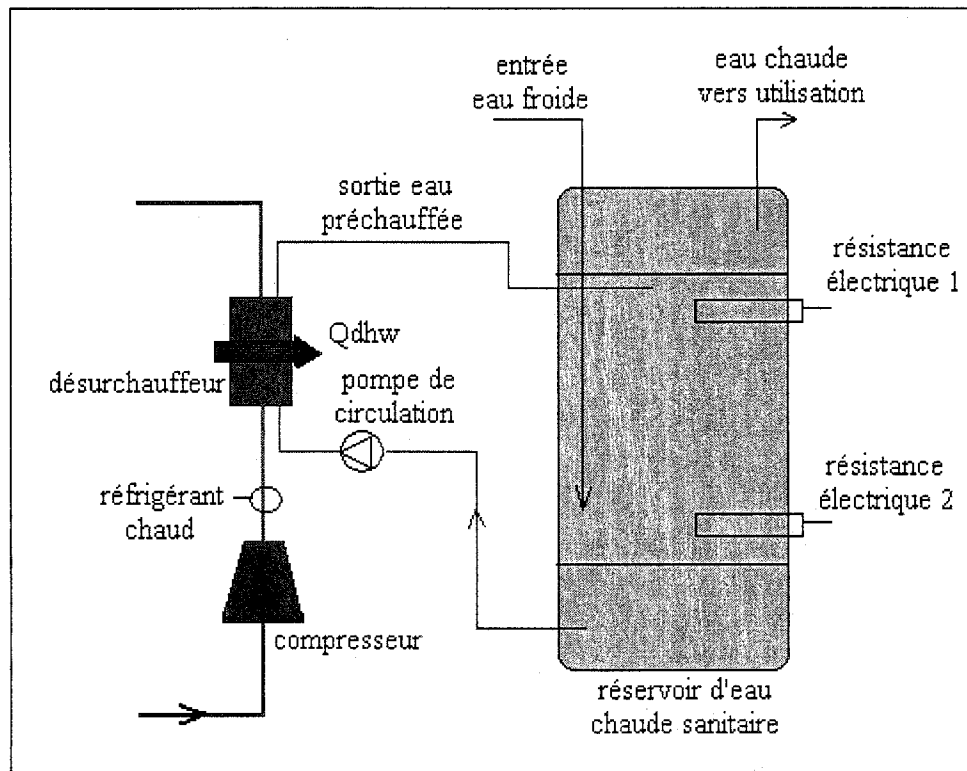


Figure 5.6: Principe de chauffage de l'eau sanitaire

La PAC est munie d'un désurchauffeur qui est le lieu du transfert d'une partie de la chaleur du réfrigérant chaud à l'eau qui est ainsi préchauffée. Un réservoir d'eau munie de résistance électrique permet d'apporter le complément de chaleur pour porter l'eau à la température désirée. La circulation de l'eau entre le désurchauffeur et le réservoir est réalisée par une pompe dont la puissance maximale est de 50 watts. Cette dernière est modélisée selon la méthode décrite à la section précédente. Un thermostat permet de contrôler la température de l'eau à la sortie du désurchauffeur dont le fonctionnement est assujéti à celui de la PAC.

La modélisation du système de production de l'eau chaude est réalisée par l'utilisation de deux modules de TRNSYS: le TYPE 197 pour le désurchauffeur et le TYPE 60 pour le réservoir.

5.6.1 Le désurchauffeur

Le TYPE 127 est munie d'une option pour la production de l'eau chaude par désurchauffeur. Cette option présente des insuffisances. En effet, selon l'approche suggérée par TESS (2001), la chaleur du réfrigérant chaud qui est transférée à l'eau sanitaire est calculée de la façon suivante:

$$Q_{ecd} = UA_{desurch} \times (T_{réfrig} - T_{entrée,eau}) \quad (5.3)$$

où $UA_{desurch}$ est le coefficient de transfert thermique du désurchauffeur, $T_{réfrig}$ est la température du réfrigérant et $T_{entrée,ecd}$ est la température de l'eau à l'entrée du désurchauffeur provenant du réservoir.

Dans cette approche, la température du réfrigérant est définie comme un "parameter" (constante) en mode chauffage et en mode climatisation. Ce qui ne permet pas de représenter la réalité de la variation de la température du réfrigérant dans un cycle de réfrigération. D'autre part, l'évaluation du coefficient d'échange thermique $UA_{desurch}$ n'est pas précise. En effet, les manufacturiers de pompe à chaleur ne fournissent pas cette donnée. Les résultats obtenus avec cette approche ne reproduisent pas fidèlement les quantités de chaleur échangées au désurchauffeur, ce qui ne permet pas d'obtenir une estimation correcte de la température de sortie de l'eau chaude du désurchauffeur.

Dans les modifications effectuées par Lemire (1999) sur le TYPE 127 initial de TESS, la modélisation du désurchauffeur n'a pas été traitée. Pour ce projet, le TYPE 197 de Lemire (TYPE 127 modifié) a été à son tour modifié pour intégrer une autre approche dans la modélisation du désurchauffeur. Cette approche

prend en compte les données du manufacturier qui définissent les performances du désurchauffeur en fonction de la température et du débit de l'eau à l'entrée de la PAC. Ainsi, la quantité de chaleur cédée au circuit d'eau du désurchauffeur est obtenue par lissage de courbe. Le logiciel EES (Klein et al. 2003) a été utilisée pour réaliser cette régression linéaire. Dans cette nouvelle approche, la quantité de chaleur (Q_{ecd} en kW) cédée au circuit d'eau du désurchauffeur est donnée par la corrélation (Hulot, 2004):

$$Q_{ecd} = a_0 + a_1 \times T_{in,pac} + a_2 \times T_{in,pac}^2 + a_3 \times \text{débit}_{in,pac} + a_4 \times \text{débit}_{in,pac}^2 + a_5 \times T_{in,pac} \times \text{débit}_{in,pac} \quad (5.4)$$

où $T_{in,pac}$ (en °C) et $\text{débit}_{in,pac}$ (en m³/s) sont respectivement la température et le débit du fluide caloporteur à l'entrée de la pompe à chaleur du coté de l'échangeur géothermique. Les coefficients a_0 à a_5 sont obtenus par une régression linéaire à partir des données de performances du manufacturier pour le mode chauffage et le mode climatisation. Ces coefficients sont donnés dans le tableau 5.3.

Tableau 5.3: Les coefficients utilisés dans l'équation 5.4 pour le modèle E030

Coefficients	Chauffage	Climatisation
a_0	0,62255	0,80842
a_1	0,03319	0,05328
a_2	$- 3,1182 \times 10^{-5}$	$3,0760 \times 10^{-5}$
a_3	960,891	- 29,2067
a_4	- 324411,498	- 30694,3
a_5	6,44317	- 31,8934

Il faut noter que les coefficients ont été déterminés seulement pour le modèle E030 de ClimateMaster (voir annexe C, Tableau C.4 pour les performances) utilisé pour ce projet. Typiquement, la quantité de chaleur transférée à l'eau est

de l'ordre de 1,5 kW soit approximativement 15% de la capacité nominale de la PAC. Selon Hulot (2004), les erreurs de ce lissage de courbes sont de l'ordre de $\pm 2\%$ et $\pm 3\%$ respectivement pour le mode climatisation et le mode chauffage.

Le fabricant ne donne aucune indication sur l'impact de la température d'entrée de l'eau au désurchauffeur, c'est-à-dire l'eau provenant du réservoir d'eau alors Q_{ecd} est considérée comme indépendante de cette température. Toutefois, le fabricant fournit les plages de températures de sortie pour le fonctionnement de la pompe de circulation du désurchauffeur. Ainsi, l'eau est circulée lorsque sa température de sortie de la PAC (côté désurchauffeur) descend en dessous de 65°C avec une bande morte de 5°C . Un contrôleur est utilisé pour réguler cette température de sortie de l'eau. Ainsi, la pompe de circulation s'arrête lorsque la température de sortie de l'eau atteint 70°C et elle redémarre lorsque cette température descend en dessous de 60°C . La température de sortie de l'eau est donnée par :

$$T_{out,ecd} = T_{in,ecd} + \frac{Q_{ecd}}{\dot{m}_{ecd} \times C_{p,ecd}} \quad (5.5)$$

où $T_{out,ecd}$ et $T_{in,ecd}$ sont les températures de sortie et d'entrée de l'eau chaude domestique, \dot{m}_{ecd} est le débit d'eau au désurchauffeur, et $C_{p,ecd}$ la chaleur massique de l'eau.

Le fabricant recommande un débit d'eau au désurchauffeur de 100 litres par heure. Aussi bien le débit d'eau sanitaire que la chaleur transférée à l'eau tiennent compte du temps d'opération de la PAC durant un pas de temps donné.

5.6.2 Le réservoir d'eau chaude

L'eau préchauffée qui sort du désurchauffeur est alimentée à un réservoir d'eau comme le montre la figure 5.5. Le chauffage final de l'eau a lieu dans ce

réservoir grâce à deux résistances électriques qui apportent la chaleur supplémentaire. Le réservoir est modélisé par le TYPE 60 qui a plusieurs options dépendant essentiellement du nombre d'entrées et de sorties. Dans le modèle utilisé, le réservoir a deux entrées (alimentation de l'eau de ville et sortie du désurchauffeur) et deux sorties (alimentation du désurchauffeur et utilisation).

Le TYPE 60 simule un réservoir vertical ou horizontal stratifié ou non avec le nombre des nœuds définis par l'utilisateur et permet de modéliser aussi bien un chauffage électrique qu'un chauffage au gaz. Le TYPE 60 requiert un certain nombre de paramètres et d'inputs qui permet de modéliser le réservoir. Le tableau 5.4 récapitule les valeurs des paramètres pertinents qui ont été utilisés dans ce travail.

Tableau 5.4: Caractéristiques du réservoir utilisé dans cette étude

Paramètres	Valeurs utilisées dans le projet
Volume du réservoir	210 litres
Hauteur du réservoir	1,5 m
Hauteur de l'entrée 1	0,1 m
Hauteur de la sortie 1	1,5 m
Hauteur de l'entrée 2	1 m
Hauteur de la sortie 2	0,05 m
Chaleur massique de l'eau	4,19 kJ/h.K
Masse volumique de l'eau	1000 kg/m ³
Coefficient de déperdition thermique du tank	3 kJ/h.m ² .K
Conductivité thermique de l'eau	1,40 kJ/h.m.K
Température d'ébullition de l'eau	100°C
Mode de chauffage auxiliaire	maître/esclave
Hauteur de la résistance électrique 1	0,3

Hauteur du thermostat 1	0,35
Point de consigne de la résistance électrique 1	55°C
Bande morte de la résistance électrique 1	5°C
Puissance maximale de la résistance électrique 1	0,75 kW
Hauteur de la résistance électrique 2	1 m
Hauteur du thermostat 2	1,05 m
Point de consigne de la résistance électrique 2	55°C
Bande morte de la résistance électrique 2	5°C
Puissance maximale de la résistance électrique 2	0,75 kW

Comme le montre le tableau 5.4, l'eau de ville froide est admise au bas du réservoir (1 cm du fond) et l'eau chaude sort à la partie supérieure. L'eau qui rentre dans le désurchauffeur est prise à une hauteur de 5 cm du fond du réservoir pour que la température de l'eau du circuit du désurchauffeur soit la plus froide possible pour ainsi favoriser l'échange thermique au niveau du désurchauffeur. L'eau chauffée est retournée au réservoir à une hauteur de 1 m pour éviter le mélange entre l'eau entrant et sortant du désurchauffeur. Les résistances électriques ont une puissance de 0,75 kW chacune et fonctionnent en mode "maître/esclave". Ce fonctionnement autorise l'activation d'une seule résistance électrique à la fois avec la priorité à celle du haut (élément 1 sur la figure 5.4). La résistance électrique inférieure ne s'enclenchant que lorsque celle du haut n'arrive pas à satisfaire les besoins en eau chaude.

La température de consigne de l'eau a été fixée à 55°C, ce qui est la température usuelle d'utilisation de l'eau chaude domestique.

Parmi les entrées du TYPE 60, les deux plus importantes sont le profil de consommation de l'eau chaude domestique et la température de l'eau de ville dans le réseau d'aqueduc.

La figure 5.7 présente le profil de consommation moyenne horaire d'eau chaude domestique utilisée dans ce travail. Il est issu des travaux de Perlman et Mills (1985).

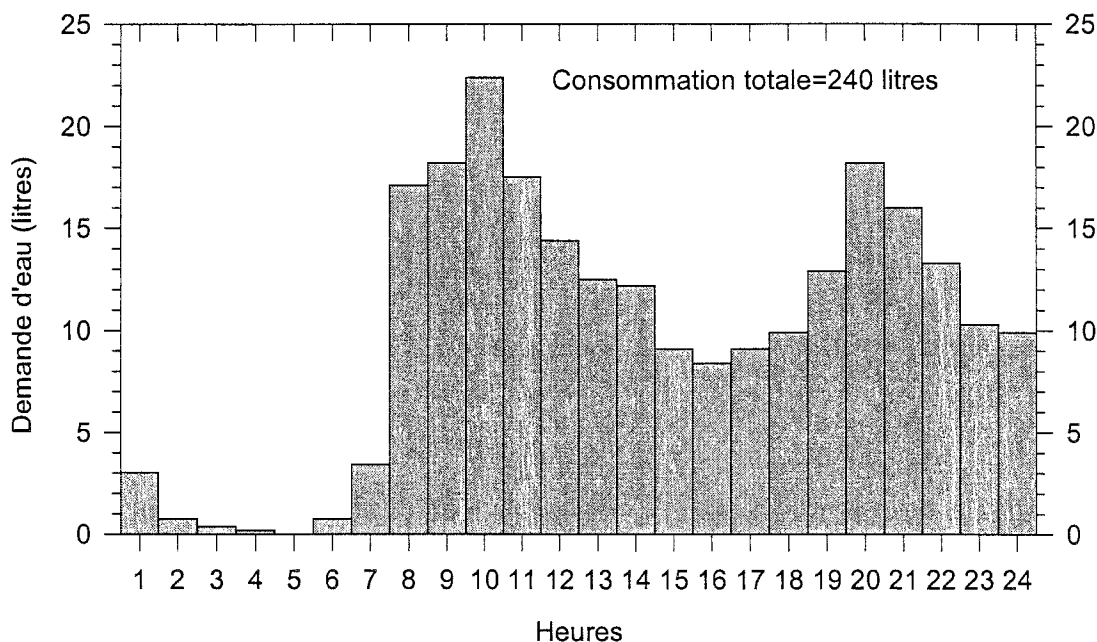


Figure 5.7: Profil de consommation d'eau chaude domestique utilisé dans cette étude

Ce profil de consommation d'eau chaude domestique est celui d'une famille canadienne de quatre personnes. La consommation totale journalière est de 240 litres. Les consommations les plus faibles s'observent entre minuit et 6h du matin; la demande est élevée entre 8h et 11h pour diminuer progressivement le reste de la journée. Le soir, la courbe de consommation remonte pour atteindre un maximum de 18,2 litres/h à 20h. La consommation moyenne horaire atteint son maximum journalier à 10h.

La température de l'eau de ville est présentée sur la figure 5.8 qui reprend les mesures de la température de l'eau dans le réseau d'aqueduc de la ville de Montréal réalisées en 1994 (Dumas 1994).

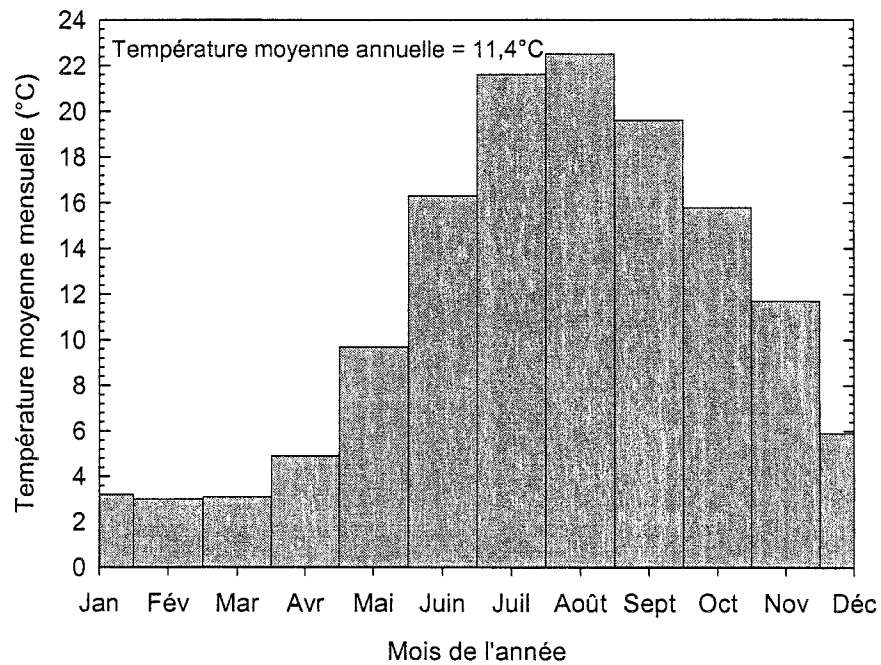


Figure 5.8: Température de l'eau dans l'aqueduc de Montréal

La figure 5.8 donne des moyennes mensuelles de la température de l'eau de l'aqueduc de la ville de Montréal. Pour toutes les heures de simulation d'un mois donné, cette température est considérée comme constante. La température de l'eau est plus froide en hiver avec un minimum de 3°C en février. La température maximale est atteinte en août (22,5°C).

Les sorties du TYPE 60 incluent entre autres les températures aux deux sorties, les débits d'entrée et de sortie du réservoir, les températures de chaque nœud, la puissance consommée par chaque résistance électrique et la puissance totale des éléments chauffants.

CHAPITRE 6

MODELISATION DU SYSTEME PHOTOVOLTAÏQUE

6.1 Introduction

La description des systèmes photovoltaïques a été largement abordée au chapitre 3. Il sera question ici de la description du TYPE 94 utilisé pour modéliser le module PV et du TYPE 48 pour simuler l'onduleur. Ce chapitre débute par une courte revue de la littérature sur la modélisation des systèmes photovoltaïques. Ensuite, le modèle utilisé dans la présente étude est présenté suivi d'une description de son implantation dans TRNSYS. Finalement, la méthodologie utilisée pour traiter le rayonnement solaire est abordée dans la dernière section de ce chapitre.

6.2 Modélisation des systèmes photovoltaïques

6.2.1 Revue de littérature

Le domaine du photovoltaïque fait l'objet de plusieurs travaux de modélisation depuis des décennies. Nous présentons ici quelques modèles couramment utilisés. Ces modèles cherchent tous à prédire les performances d'un module PV sous une irradiance et une température quelconques.

Eckstein (1990) décrit un module PV selon quatre paramètres. Ce modèle est celui qui a été retenu pour la présente étude. Il est connu sous l'appellation de "four-parameter model" et présente une cellule photovoltaïque comme une source de courant qui dépend de l'irradiance solaire et de la température ambiante avec une diode en parallèle. Le courant produit est fonction :

- du photo-courant qui lui-même dépend de l'ensoleillement,

- du courant de la diode qui dépend de la température ambiante,
- d'une résistance série pour prendre en compte les pertes ohmiques,
- d'un facteur de lissage de courbe de la diode.

Le modèle utilise certaines données du fabricant pour déterminer les différents paramètres. Une description plus complète de ce modèle est présentée à la section suivante.

Le modèle à quatre paramètres a été utilisé dans plusieurs travaux et a révélé une très bonne précision pour les cellules au silicium cristallin. Cependant, il présente des insuffisances quand il s'agit du silicium amorphe. En effet, Le modèle à quatre paramètres part du principe que la dérivée du courant par rapport au voltage à $V=0$ est nulle. Cette assertion n'est généralement pas valide pour les modules PV au silicium amorphe pour lesquels la dérivée au court-circuit est soit finie, soit négative (Fry 1998). Le modèle à quatre paramètres ne peut donc pas reproduire exactement les caractéristiques I-V du silicium amorphe. La solution a consisté à modifier le "four-parameter model" pour prendre en compte la particularité du silicium amorphe en introduisant une seconde résistance dans le circuit équivalent du module PV. Le cinquième paramètre est donc une résistance "shunt" prenant en compte les fuites de courants dans le module. Pour des valeurs de la résistance "shunt" tendant vers l'infini, ce modèle devient identique à celui à quatre paramètres.

Fry (1998) décrit dans sa thèse un autre modèle basé sur le rendement du module qui permet de prédire la puissance maximale du module sans tenir compte de ses caractéristiques I-V. Ce modèle est assez simple mais moins précis que les deux modèles présentés précédemment. Selon ce modèle, le rendement du module PV ne varie pas en fonction de l'éclairement; il dépend plutôt de la température. Les données du fabricant sont utilisées pour

évaluer le gradient du rendement par rapport à la température qui est une constante. La puissance maximum s'évalue comme une fonction:

- du rapport de l'irradiance à un instant donné et de sa valeur de référence,
- de l'écart entre la température du module et de sa température de référence,
- du gradient du rendement et des valeurs de référence du courant de court-circuit et de la tension de circuit ouvert.

Fry a ensuite comparé les modèles à quatre paramètres et à rendement en se basant sur l'influence de la température et de l'irradiance. Il conclut de son analyse que le modèle basé sur le rendement n'est pas aussi précis que celui à quatre paramètres surtout pour de faibles irradiances.

En plus des trois modèles présentés ci-dessus, on rencontre dans la littérature plusieurs autres approches qui dérivent plus ou moins de celles énoncées ci-dessus. Ainsi, Gow et al. (1999) ont développé un modèle à double exponentiel pour la simulation en électronique de puissance qui ajoute une deuxième diode au modèle à cinq paramètres. Le courant de saturation de la deuxième diode devenant le cinquième paramètre et le paramètre de la diode γ une constante.

En utilisant la méthode simplifiée d'estimation de la performance de Siegel et al. (1981), Hove (2000) se sert quant à lui de l'approche du rendement et d'un bilan d'énergie au niveau du module PV pour prédire la puissance maximale fournie par un système PV. Hove obtient un résultat 10% plus grand que celui de Siegel et al. . Cela est dû essentiellement à l'approche adoptée dans le calcul.

6.2.2 Description du modèle photovoltaïque utilisé

Dans TRNSYS, le TYPE 94 permet de modéliser un système PV. Il calcule les caractéristiques de courant et de tension du module en fonction du rayonnement incident et de la température des cellules qui dépend de la température

ambiante. Le TYPE 94 initialement développé par Eckstein (1990) modélisait le module PV en utilisant quatre paramètres pour toutes les technologies de cellules. Tel que mentionné plus haut, Fry (1998) a apporté des modifications au modèle initial en incorporant une option pour modéliser les modules en silicium amorphe et couches minces par la définition d'un cinquième paramètre. Ainsi, le TYPE 94a permet de modéliser les modules au silicium cristallin sous forme de quatre paramètres alors que le TYPE 94b modélise les modules au silicium amorphe ou en couches minces (modèle à cinq paramètres). Toutes ces technologies ont été discutées au chapitre 3. Le module utilisé dans cette étude est en silicium monocristallin. Cette technologie est celle qui offre les plus hauts rendements sur le marché (voir chapitre 3). Le TYPE94 présente une cellule photovoltaïque comme une source de courant qui dépend de l'irradiance solaire et de la température ambiante et qui a une diode en parallèle. La diode est un moyen pour "shunter" une partie du courant à travers la charge sans qu'il n'y circule réellement. Physiquement, cela est équivalent à un photoélectron qui se combine à un trou avant de quitter le semi-conducteur. Une telle situation ne permet pas à l'électron de produire un courant utile. La cellule PV ayant une jonction P-N large, son comportement est raisonnablement approximé à celui d'une diode en shuntant son courant. En plus de la source de courant et de la diode, une résistance est ajoutée au modèle pour prendre en compte les pertes ohmiques (effet joule) à travers la cellule. Le circuit équivalent résultant est présenté à la figure 6.1.

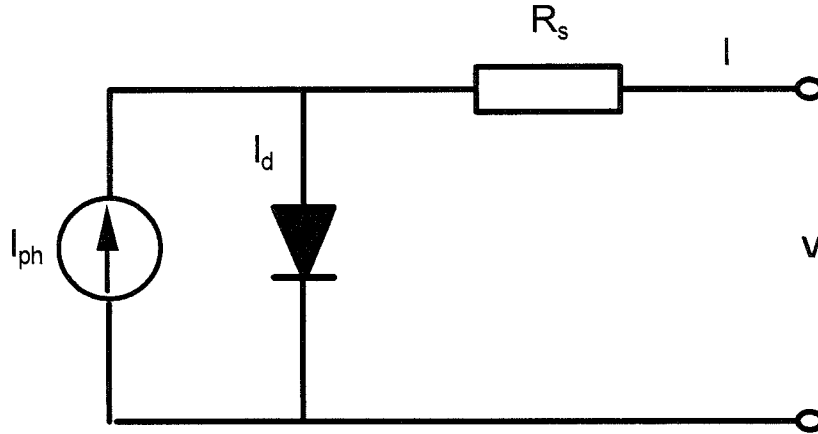


Figure 6.1: Schéma équivalent du modèle PV à quatre paramètres

Sur la figure 6.1, I et V représentent respectivement le courant et la tension auxquels la charge est soumise, la puissance utile étant le produit des deux quantités.

Le courant généré par le module est donné par: $I = I_{ph} - I_d$ (6.1)

$$I = I_{ph} - I_s \left[\exp \left(\frac{q}{\gamma k T_c} (V + I R_s) \right) - 1 \right] \quad (6.2)$$

Les quatre paramètres du modèle sont : le photo-courant I_{ph} , le courant de saturation de la diode I_s , la résistance série R_s et le paramètre γ . Le photo-courant I_{ph} est proportionnel à l'irradiance reçue par le module PV.

Le courant de la diode est donné en fonction de son courant inverse de saturation I_s et de son paramètre γ (Fry, 1998):

$$I_d = I_s \left[\exp \left(\frac{q}{\gamma k T_c} (V + I R_s) \right) - 1 \right] \quad (6.3)$$

où γ est le facteur de lissage de courbe sans dimension de la diode avec une valeur minimale possible égale au nombre de cellules en série dans le module N_s , I_d est le courant de la diode (Ampère), I_s est le courant inverse de saturation de la diode (Ampère), k est la constante de Boltzmann ($1,38 \times 10^{-23}$ J/K), q est la charge de l'électron (1eV ou $1,60 \times 10^{-19}$ coulomb), R_s est la résistance série du module (ohm), T_c est la température de la cellule (K) et V est la tension aux bornes du module (volt).

Le courant de saturation est fonction des caractéristiques du matériau semi-conducteur et de la température:

$$I_s = B T_c^3 \exp \left(- \frac{E_b}{A k T_c} \right) \quad (6.4)$$

où A est une constante ($=\gamma/N_s$), E_b est la largeur de la bande interdite (différence d'énergie entre les bandes de valence et de conduction de 1,12 à 1,79 eV à 0 K pour le silicium) et B est la constante caractéristique du matériau. Cette dernière est déterminée avec les données du manufacturier et la courbe caractéristique I-V du module PV.

Dans le modèle, les paramètres γ et R_s sont considérés comme constants; les deux autres dépendant des conditions d'opération du module PV. Le courant de saturation I_s varie avec la température et I_{ph} est fonction du flux solaire incident. Ces deux paramètres sont obtenus à partir des conditions standard (température de 298K et irradiance de 1000 W/m^2), selon les formules suivantes (Ghoneim et al. 2002):

$$\frac{I_s}{I_{s,ref}} = \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}} \right)^3 \exp \left[\left(\frac{qE_b}{Ak} \right) \left(\frac{1}{T_{c,ref}} - \frac{1}{T_c} \right) \right] \quad (6.5)$$

$$I_{ph} = \frac{G_t}{G_{t,ref}} [I_{ph,ref} + \mu_{lcc} (T_c - T_{c,ref})] \quad (6.6)$$

où G_t désigne l'irradiance totale à un instant donné, $G_{t,ref}$ sa valeur de référence; et μ_{lcc} est le coefficient de température au court-circuit.

Dans le TYPE 94 de TRNSYS, le terme exponentiel de l'équation 6.5 et le terme du coefficient de température au court-circuit sont négligés (Equation 6.6).

La température des modules est donnée par l'équation 6.7:

$$T_c = T_{amb} + \frac{G_t \times (T_{c,NOCT} - T_{amb,NOCT})}{G_{t,NOCT}} \times \frac{1 - \eta_{ref}}{\tau \cdot \alpha} \quad (6.7)$$

où T_{amb} est la température ambiante, $T_{amb,NOCT}$ est la température ambiante aux conditions de "Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)" du module, $T_{c,NOCT}$ est la température des cellules solaires aux conditions NOCT, le produit $(G_{tot,NOCT} \times \tau \alpha)$ est l'irradiance totale incidente aux NOCT, η_{ref} est le rendement du module aux conditions standard de test, τ et α sont respectivement la transmissivité et l'absorptivité du module.

L'équation 6.2 permet de déterminer la caractéristique I-V pour toutes les températures et toutes les irradiances en supposant que les valeurs des quatre paramètres $I_{ph,ref}$, $I_{s,ref}$, γ et R_s sont connues. Ces données ne sont pas physiquement faciles à mesurer et ne sont pas fournies par le manufacturier. Elles sont donc déduites des autres informations disponibles dans les catalogues à travers un système à quatre équations. Les quatre équations

dérivent de l'équation générale 6.2. Trois d'entre elles résultent de la substitution dans l'équation 6.2 des valeurs de référence pour des états de circuit ouvert, court-circuit et de point optimum (maximum power point). On a alors :

$$0 = I_{ph,ref} - I_{s,ref} \left[\exp \left(\frac{qV_{co,ref}}{\gamma k T_{c,ref}} \right) - 1 \right] \quad (6.8)$$

$$I_{cc,ref} = I_{ph,ref} - I_{s,ref} \left[\exp \left(\frac{qI_{cc,ref} R_s}{\gamma k T_{c,ref}} \right) - 1 \right] \quad (6.9)$$

$$I_{opt,ref} = I_{ph,ref} - I_{s,ref} \left[\exp \left(\frac{q}{\gamma k T_{c,ref}} (V_{opt,ref} + I_{opt,ref} R_s) \right) - 1 \right] \quad (6.10)$$

Le courant de saturation d'une diode est de l'ordre de 10^{-5} ou 10^{-6} ampère. Ce qui rend négligeable le terme exponentiel de l'équation 6.9. Ainsi, il est admis sans trop d'erreur que :

$$I_{ph,ref} \approx I_{cc,ref} \quad (6.11)$$

Le courant de saturation aux conditions de référence est donné quant à lui par l'équation 6.12:

$$I_{s,ref} = \frac{I_{ph,ref}}{\exp \left(\frac{qV_{co,ref}}{\gamma k T_{c,ref}} \right)} \quad (6.12)$$

La valeur de I_s peut alors être déterminée grâce à l'équation 6.5. Cette valeur de I_s et celle de I_{ph} découlant de l'équation 6.11 sont remplacées dans l'équation 6.10 pour calculer γ :

$$\gamma = \frac{q(V_{opt,ref} - V_{co,ref} + I_{opt,ref}R_s)}{kT_{c,ref} \ln \left(1 - \frac{I_{opt,ref}}{I_{cc,ref}} \right)} \quad (6.13)$$

Le problème se résume à cette étape à la détermination de deux inconnues (R_s et γ) avec une équation. Une fois de plus, on a recours aux données du manufacturier pour déterminer ces paramètres. Townsend (1989) a montré que le coefficient de température pour la tension en circuit ouvert peut être utilisé pour introduire une équation additionnelle. En solutionnant l'équation 6.8 pour la tension en circuit ouvert $V_{co,ref}$, on remplace l'expression dans l'équation 6.5.

La différentielle de $V_{co,ref}$ par rapport à $T_{c,ref}$ donne :

$$\frac{\partial V_{co,ref}}{\partial T_{c,ref}} = \mu_{V_{co}} = \frac{\gamma k}{q} \left[\ln \left(\frac{I_{cc,ref}}{I_{s,ref}} \right) + \frac{T_c \mu_{lcc}}{I_{cc,ref}} - \left(3 + \frac{qE_b}{AkT_{c,ref}} \right) \right] \quad (6.14)$$

A chaque valeur aléatoire de R_s , on détermine explicitement celle de γ grâce à l'équation 6.13. Ensuite γ est remplacé dans l'équation 6.14 pour déterminer le coefficient de température pour le voltage à circuit ouvert jusqu'à obtenir la valeur du manufacturier. Les valeurs de R_s et γ sont donc celles obtenues après que $\mu_{V_{co}}$ soit égal à la valeur fournie par le manufacturier.

Pour son composant TRNSYS, le modèle à quatre paramètres de Eckstein utilise une méthode numérique pour déterminer la valeur des résistances série tel que les deux membres de l'équation 6.9 soient égaux. La limite supérieure de R_s est telle que $A=1$ et la limite inférieure est égale à 0.

Dans les modifications apportées par Fry (1998), deux sous-routines ont été introduites pour calculer la résistance série et la résistance shunt (modèle à cinq paramètres) en utilisant la méthode de bisection.

Le voltage étant un input pour le composant TRNSYS de Eckstein, l'expression générale de l'équation 6.2 est utilisée pour déterminer le courant généré. Comme le courant I est déterminé de façon implicite, la méthode de Newton est utilisée pour résoudre l'équation.

6.2.3 Recherche du point de puissance maximale

La principale sortie du modèle exploitée dans ce projet est la puissance au point de fonctionnement optimum où la puissance du module est maximale. Il existe un seul point de puissance maximale pour chaque condition d'opération. Les systèmes PV utilisent en général un "maximum power point tracker" pour traquer à chaque instant le point optimum. L'hypothèse utilisée ici veut que notre système fonctionne constamment à ce point.

Dans TRNSYS, la recherche du point de puissance maximale consiste à déterminer le point où la dérivée de la puissance par rapport au voltage s'annule.

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d}{dV}(IV) = I + V \frac{dI}{dV} = 0 \quad (6.15)$$

La méthode de Newton est utilisée par le TYPE94 pour converger vers le point où $\frac{dP}{dV} = 0$. Ainsi, le courant maximal et la tension maximale du module sont calculés par itération jusqu'à ce que cette convergence soit atteinte.

Pour plus d'informations sur cette modélisation, le lecteur pourra se référer à la thèse de Fry (1998).

6.3 Implantation dans TRNSYS

Les modules PV utilisés dans cette étude sont constitués d'une série de 72 cellules PV en silicium monocristallin. De fabrication Shell Solar, ces modules

de type SP140 ont une puissance crête de 140 W avec un rendement calculé de 11,5% et sont conçus pour les systèmes connectés au réseau. La surface de captation est de 1,22 m². Le tableau 6.1 récapitule les différentes caractéristiques électriques d'un module SP140.

Tableau 6.1: Caractéristiques électriques du module SP140 de Shell Solar utilisé dans cette étude

Conditions Standard de Test		Conditions de température de fonctionnement nominal (NOCT)		Coefficients de température	
1000W/m²; AM1,5; température cellules = 25°C		800W/m² ; AM1,5; vitesse de vent =1m/s; température ambiante = 20°C			
Puissance nominale	140 W	Température cellule	45°C	αP_{mpp}	-0,45%/°C
Puissance maximale	140 W	Puissance mpp ¹	102 W	αV_{mpp}	-152 mV/°C
Tension maximale	33 V	Tension mpp	30,2 V	αI_{cc}	+2 mA/°C
Tension en circuit ouvert	42,8 V	Tension en circuit ouvert	39,2 V	αV_{co}	-152 mV/°C
Courant maximal	4,24 A	Courant court-circuit	3,8 A		
Courant de court-circuit	4,7 A				

Les quatre paramètres du modèle utilisés ne sont pas directement fournis par les constructeurs. Ils sont évalués à l'interne par le modèle selon la procédure décrite par Eckstein (1990) et présentée plus haut. Les données mises en gras dans le tableau 6.1 servent à évaluer les quatre paramètres. Le tableau 6.2 présente les 19 paramètres requis par le TYPE 94 avec les valeurs correspondantes du tableau 6.1.

¹ mpp : maximum power point (point de puissance maximale)

Tableau 6.2: Les paramètres utilisés par le TYPE 94

Parameters	Valeurs utilisées	Sources
Courant de court-circuit du module aux conditions standard de test	4,7A	Manufacturier
Tension de circuit ouvert du module aux conditions standard de test	42,8V	Manufacturier
Température aux conditions de référence	298K	Manufacturier
Irradiance aux conditions de référence	1000W/m ²	Manufacturier
Tension au point de puissance maximale et aux conditions de référence	33V	Manufacturier
Courant au point de puissance maximale et aux conditions de référence	4,24A	Manufacturier
Coefficient de température de court-circuit aux conditions de référence	0,002A/°C	Manufacturier
Coefficient de température de circuit ouvert aux conditions de référence	-0,152V/°C	Manufacturier
Nombre de cellules en série dans le module	72	Manufacturier
Nombre de modules en série dans le système PV	2	Selon la tension à l'entrée de l'onduleur
Nombre de modules en parallèle dans le système PV	35	Selon la puissance requise
Température du module aux conditions de NOCT	318K	Manufacturier
Température ambiante aux conditions de NOCT	293K	Manufacturier
Irradiance aux conditions de NOCT	800W/m ²	Manufacturier
Surface du module	1,22 m ²	Manufacturier
Produit $\tau\alpha$ à une incidence normale	0,95	Donnée par défaut
Bande passante du semi-conducteur	1,12eV	Selon littérature
Pente de la courbe I-V au point de court-circuit	0	Modèle à 4 paramètres
Résistance série du module	-1	Évaluée à l'interne

Outre ces paramètres qui sont des données constantes, le TYPE 94 requiert des inputs récapitulés dans le tableau 6.3 ci-dessous.

Tableau 6.3: Les Inputs utilisés par le TYPE94

Inputs	Valeurs utilisées	Sources
Rayonnement incident total	Évalué par le TYPE 16	Fichier météo WYEC2
Température ambiante	-	Fichier météo WYEC2
Tension de la charge vue par les modules	48V	Conforme à la tension d'entrée de l'onduleur
Inclinaison des modules	45°	Design
Rayonnement direct	Évalué par le TYPE 16	Fichier météo WYEC2
Rayonnement diffus	Évalué par le TYPE 16	Fichier météo WYEC2
Angle d'incidence du rayonnement direct	Évalué par le TYPE 16	Fichier météo WYEC2

Le tableau 6.4 présente les outputs du TYPE 94. Dans cette étude, la principale information utilisée est la puissance au point de puissance maximale.

Tableau 6.4: Les Outputs du TYPE 94

Outputs
Tension du champ photovoltaïque Courant du champ PV Puissance du champ PV Puissance au point de puissance maximale Fraction de la puissance utilisée Tension au point de puissance maximale Courant au point de puissance maximale Tension de circuit ouvert Courant de court-circuit Facteur de forme du champ PV Température des modules

Le TYPE 94 a fait l'objet de plusieurs validations (Fry 1998). Pour ce projet, les outputs du TYPE 94 ont été comparés aux données du constructeur pour assurer la bonne implantation du TYPE94. Les résultats de cette comparaison sont montrés sur les figures 6.2 et 6.3.

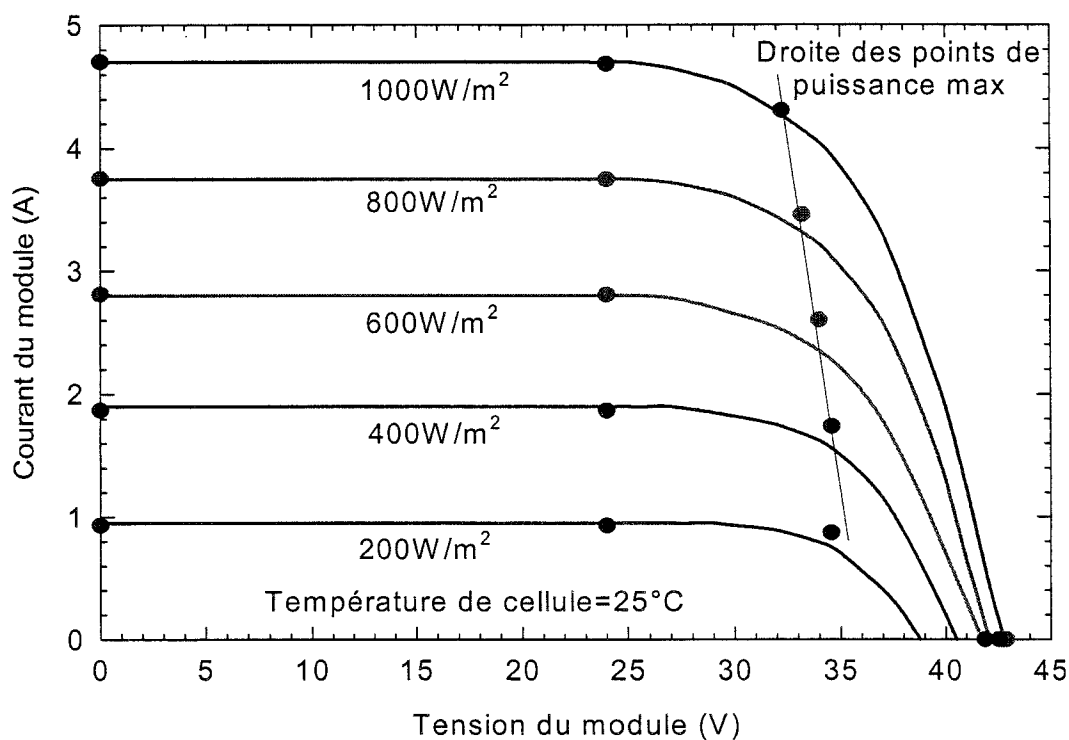


Figure 6.2: Comparaison des caractéristiques constructeur aux outputs du TYPE 94 à irradiances variables

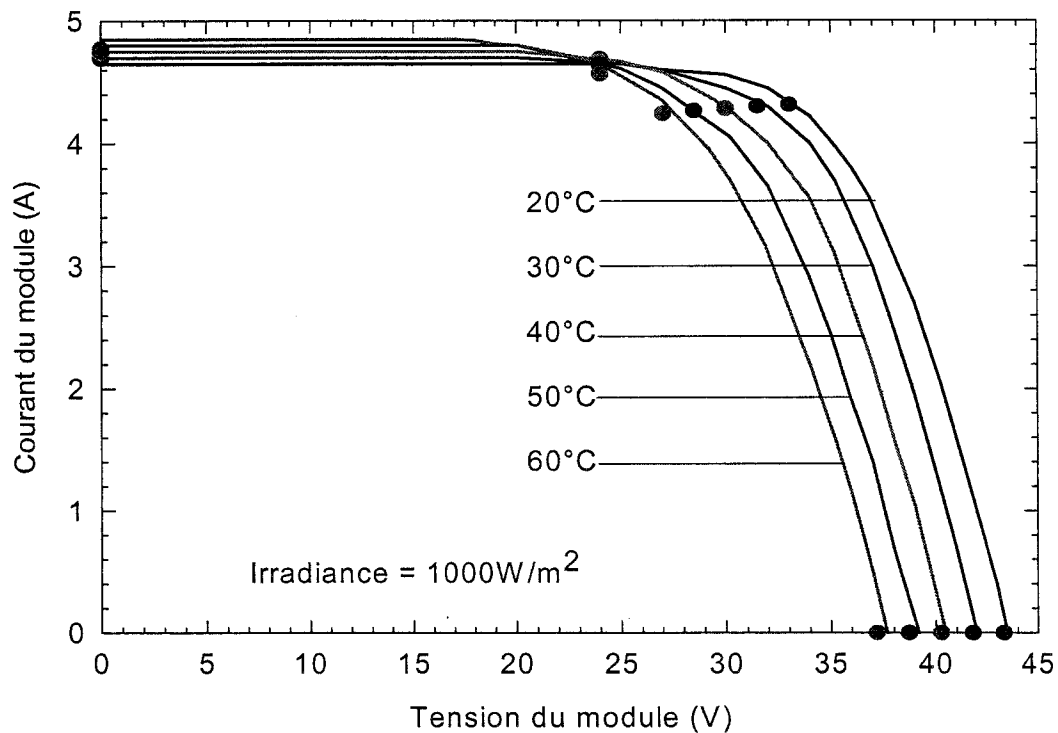


Figure 6.3: Comparaison des caractéristiques constructeur aux outputs du TYPE 94 à température de modules variables

Sur ces figures, les outputs du TYPE 94 sont représentés par quatre points (selon les variables) et indiquent de la gauche vers la droite pour chacune des figures: le courant de court-circuit, le courant du module sous la tension nominale du module, le point de puissance maximale et la tension en circuit ouvert alors que les courbes sont celles du manufacturier. La figure 6.2 présente la variation des caractéristiques I-V du module sous plusieurs irradiances à la température de référence (25°C). Cette figure montre que les sorties du TYPE 94 se positionnent globalement assez bien sur les courbes caractéristiques du manufacturier. Cependant, les points de puissance maximale sont légèrement au-dessus des valeurs du constructeur. L'erreur maximale sur ces points de puissance maximale est d'environ 9% pour les faibles irradiances. On remarquera également que ces points de puissance maximale se retrouvent pratiquement tous sur une droite presque verticale, montrant ainsi que la tension

varie peu avec l'irradiance tandis que le courant est grandement influencé par le rayonnement (voir section 3.6.2).

La figure 6.3 montre la variation des caractéristiques I-V en fonction de la température des modules sous l'irradiance de référence (1000W/m^2). L'accord entre les prédictions du TYPE94 et les données constructeurs est excellent. L'erreur maximale sur la prédiction du point de puissance maximale est de 2,5%. La température influence beaucoup la tension alors qu'elle a peu d'impact sur le courant.

Les résultats montrés aux figures 6.2 et 6.3 montrent que le TYPE 94 est précis et qu'il a été correctement implanté.

6.4 L'onduleur

L'onduleur permet de convertir le courant continu produit par les panneaux PV en courant alternatif requis pour la charge. De plus, l'utilisation efficace de l'énergie produite par les panneaux PV demande un fonctionnement au point de puissance maximale. C'est pourquoi les onduleurs et les régulateurs (qui sont souvent intégrés ensemble) sont munis d'un composant électronique ("maximum power point tracker") permettant de faire fonctionner le système toujours à son point de puissance maximum.

Le TYPE 48 de TRNSYS est utilisé pour modéliser l'onduleur. Il faut cependant noter que le TYPE48 ne calcule pas la puissance au point optimum, le calcul se fait par le TYPE 94. Ainsi, en utilisant les données météo et les données du constructeur de modules PV, le TYPE 94 donne à chaque pas de temps, par la procédure décrite antérieurement, le point de puissance maximale.

Le TYPE 48 est un modèle assez simple. Il comprend deux paramètres: le premier représente le mode (avec ou sans batterie de stockage) tandis que le

second définit le rendement de l'onduleur supposé constant. Le rendement considéré dans cette simulation est de 95% selon les données de manufacturier (Modèle SW5548 de Xantrex Inc) (Matrix Energy 2004).

Les entrées sont constituées de la puissance fournie par les panneaux PV (puissance maximale du TYPE 94) et la demande électrique de la maison. Le TYPE 48 calcule alors la puissance disponible à la sortie de l'onduleur en tenant compte de son rendement et de la différence entre la puissance électrique demandée par la maison et la puissance de sortie de l'onduleur. Une valeur positive de cette différence signifie que la maison a besoin d'un appoint d'énergie du réseau alors qu'une valeur négative indique que les modules PV envoient le surplus d'énergie produit sur le réseau électrique local.

Pour comptabiliser le flux de puissance dans les deux directions, il est supposé dans ce projet que l'onduleur est muni d'un compteur d'énergie bidirectionnel permettant un comptage net d'énergie échangée. De tels compteurs existent déjà et sont utilisés dans les systèmes connectés au réseau. Les modèles de compteurs les plus connus aux USA sont ceux de la gamme SunChoice Power Meter de AstroPower (Pratsch 2003).

6.5 Évaluation du rayonnement solaire : TYPE 16

Le TYPE 16, "radiation processor", permet de calculer le rayonnement solaire sur une surface quelconque. C'est un TYPE standard de TRNSYS. Il est souvent couplé à un autre TYPE, par exemple le TYPE 9, permettant de lire les fichiers météo.

Les données d'ensoleillement contenues dans les fichiers météo sont généralement relevées pour des intervalles d'une heure. Ces fichiers donnent généralement le rayonnement global sur un plan horizontal, le rayonnement direct sur un plan normal aux rayons solaires et/ou le rayonnement diffus sur un plan horizontal. Pour les calculs énergétiques, il est souvent nécessaire d'évaluer les rayonnements sur un plan avec une orientation et une inclinaison quelconques et pour des pas de temps autre que l'heure. Le TYPE 16 permet d'interpoler les irradiances solaires, de calculer plusieurs paramètres relatifs à la position du soleil et d'estimer le rayonnement sur plusieurs surfaces d'orientation et d'inclinaison fixes ou variables (Klein et al. 2000).

Contrairement aux versions de TRNSYS antérieures à la version 10.1 qui utilisent une interpolation linéaire pour évaluer le rayonnement solaire sur un pas de temps inférieur à l'heure, la méthode employée dans TRNSYS 15.0 fait intervenir les courbes du rayonnement extra-terrestre. Cette méthode évite les problèmes rencontrés dans l'interpolation linéaire où il arrive qu'on ait des irradiances positives avant le lever ou après le coucher du soleil.

Pour évaluer le rayonnement total sur une surface inclinée, le TYPE 16 requiert la connaissance du rayonnement global sur un plan horizontal et ses composantes directe et diffuse. Ainsi, des corrélations sont utilisées pour évaluer les composantes directe et diffuse si le rayonnement total est le seul connu. Le TYPE 16 a plusieurs options de calculs tant pour le calcul du rayonnement total horizontal que pour l'évaluation de l'irradiance sur un plan

incliné. Nous reprenons ici les grandes lignes de la démarche suivie et décrite dans le manuel de l'utilisateur de TRNSYS pour effectuer les différents calculs solaires.

Il existe cinq modes ("horizontal radiation mode") de calcul des rayonnements dans TRNSYS 15.0. Dans cette étude, c'est le mode 4 qui est utilisé car le type de fichier météo utilisé (WYEC2) comprend les rayonnements totaux horizontaux et directs normaux pour chaque heure.

Le TYPE 16 calcule d'autre part la position du soleil. Les formules utilisées sont celles présentées par Duffie et Beckman (1980) :

$$\cos\theta_z = \sin\delta \times \sin\varphi + \sin\varphi \times \cos\delta \times \cos\omega \quad (6.16)$$

où θ_z est l'angle du zénith; δ la déclinaison; φ la latitude du lieu, ω l'angle horaire.

Le rayonnement total sur une surface inclinée est déterminé par l'estimation et l'addition des parties directe, diffuse et réfléchie du rayonnement sur la surface considérée. Ici, encore plusieurs modèles sont utilisés. La contribution du rayonnement direct sur la surface inclinée est calculée en utilisant un facteur géométrique (R_b) :

$$R_b = \frac{\cos\theta}{\cos\theta_z} \quad (6.17)$$

$$\text{Avec } \cos\theta = \cos\theta_z \times \cos\beta + \sin\theta_z \times \cos(\gamma_s - \gamma) \times \sin\beta \quad 6.18)$$

θ étant l'angle d'incidence du rayonnement solaire, θ_z l'angle du zénith, β l'inclinaison de la surface, γ l'azimut du soleil, γ_z l'azimut de la surface.

Le rayonnement direct sur le plan incliné ($G_{b,i}$) s'évalue alors par :

$$G_{b,i} = G_{bH} \times R_b \quad (6.19)$$

Le rayonnement réfléchi sur un plan incliné ($G_{r,i}$) est donné par la formule :

$$G_{r,i} = \rho G_{tH} \frac{1 - \cos\beta}{2} \quad (6.20)$$

ρ est le coefficient de réflexion (albédo).

Le rayonnement diffus sur le plan incliné ($G_{d,i}$) est évalué selon quatre modèles.

Dans le mode 1, le modèle "isotropic sky model" utilisé suppose que le rayonnement diffus est uniformément distribué dans la voûte céleste. On a ainsi :

$$G_{d,i} = G_{dH} \frac{1 + \cos\beta}{2} \quad (6.21)$$

Le modèle utilisé dans le mode 2 a été développé par Hays et Davies ; il prend en compte la distribution uniforme du rayonnement diffus au niveau de la voûte céleste, mais aussi le fait que par ciel clair il y a une augmentation de l'intensité du rayonnement solaire diffus autour du soleil. Cette portion du diffus autour du soleil est mesurée par un indice d'anisotropie (A_1). La corrélation de Hays et Davies pour le calcul du rayonnement diffus sur une surface inclinée s'écrit :

$$G_{d,i} = G_{dH} \left[(1 - A_1) \frac{1 + \cos\beta}{2} + A_1 R_b \right] \quad (6.22)$$

Le mode 3 calcule aussi le rayonnement diffus sur une surface inclinée en utilisant une corrélation développée par Reindl. Ce modèle ajoute la contribution de l'éclaircissement de l'horizon au modèle de Hays et Davies. La magnitude de

cet éclaircissement est contrôlée par un facteur f . Le modèle de Reindl se présente comme suit :

$$f = \sqrt{\frac{G_{bH}}{G_{tH}}} \quad (6.23)$$

$$G_{d,i} = G_{dH} \left[(1 - A_1) \frac{1 + \cos\beta}{2} (1 + f \times \sin^3(\beta/2)) + A_1 R_b \right] \quad (6.24)$$

Le quatrième modèle utilise le travail de Perez et al. qui s'appuie sur des coefficients empiriques.

Les modes 2, 3 et 4 donnent en général des résultats comparables et sont recommandés pour les simulations. Le mode 1 présente des insuffisances quant à la prédiction des rayonnements sur une surface inclinée. C'est le mode 3 (modèle de Reindl) qui est utilisé dans ce travail.

En résumé, les rayonnements global horizontal et direct normal sont données par le fichier météo utilisé pour chaque pas de temps. Ces grandeurs sont évaluées pour chaque surface et à chaque pas de temps. Elles sont ensuite utilisées comme INPUTS des autres TYPES, notamment le TYPE 94 (modules PV) et le TYPE 56 (bâtiment).

CHAPITRE 7

RÉSULTATS

7.1 Introduction

Dans ce chapitre, les résultats de la simulation sont présentés et commentés. Les résultats sont présentés de façon détaillée pour Montréal et une analyse paramétrique par rapport à certains facteurs clés du bâtiment est menée. Des résultats sommaires pour quelques villes canadiennes sont également analysés. Une partie des résultats présentés ici ont fait l'objet d'une publication lors de la conférence canadienne de simulation énergétique dans les bâtiments eSim 2004 (Biaou et al. 2004).

7.2 Charges horaires de climatisation et de chauffage de la maison pour Montréal

Les charges horaires de climatisation et de chauffage de la maison sont d'abord déterminées pour le climat de Montréal. C'est l'approche du bilan d'énergie qui est utilisée pour évaluer ces charges comme cela a été expliqué à la section 4.3.6. Les charges résultantes, i.e. les quantités de chaleur sensibles à fournir ou à retirer à la maison, sont présentées sur la figure 7.1. Il faut préciser ici que l'humidification et la déshumidification n'ont pas été prises en compte pour deux raisons. Premièrement, étant donné que la PAC est régulée à l'aide d'un thermostat qui mesure la température du bulbe sec, l'humidité fluctuera en fonction de la génération d'humidité dans le bâtiment et du potentiel de déshumidification de la PAC. En d'autres mots, le niveau d'humidité n'est pas contrôlé. Il aurait été intéressant d'évaluer ces fluctuations. Cependant, nous avons notés certaines incohérences dans le bilan d'humidité issu du TYPE 56 et c'est pourquoi l'évolution horaire de l'humidité n'a pas été calculée.

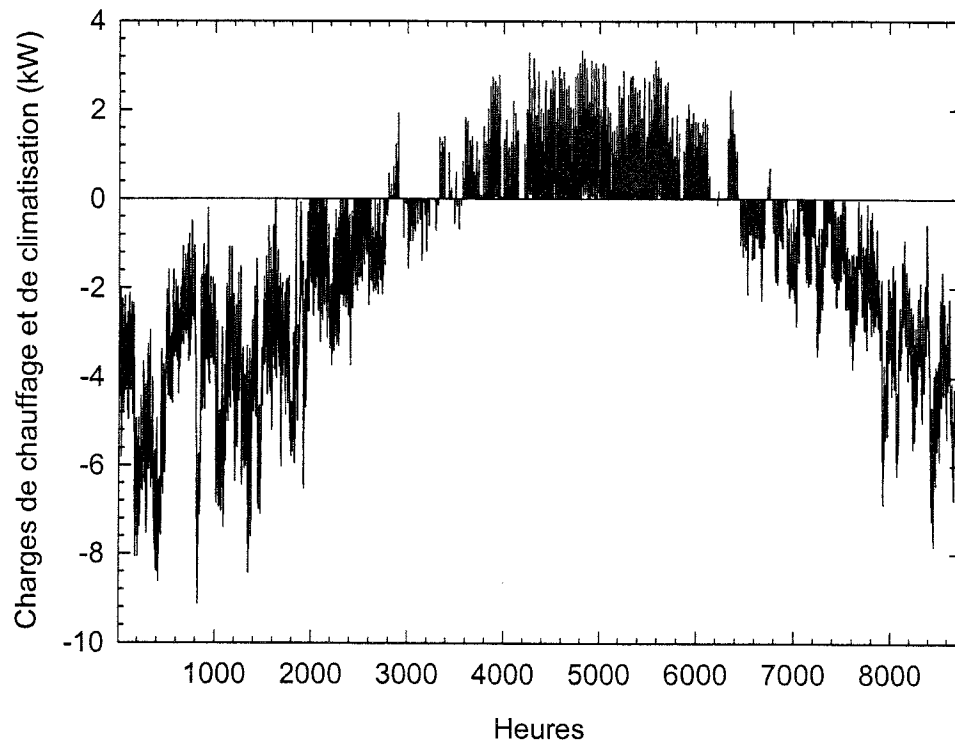


Figure 7.1: Charges de chauffage/climatisation de la maison pour Montréal

Sur la figure 7.1, la partie au dessus de zéro représente les charges de climatisation (valeurs positives) et la partie en dessous, les charges de chauffages (valeurs négatives). On constate que les charges de chauffage sont supérieures aux charges de climatisation et que le chauffage de la maison est requis sur une plus longue période que la climatisation. La demande de puissance pour le chauffage atteint sa pointe en février avec une valeur maximale de 9 kW. La pointe de demande de puissance en climatisation est de 3,3 kW et se situe en juillet. Sur une base annuelle, l'énergie requise pour le chauffage de la maison est de 13905 kWh alors que la climatisation nécessite 1742 kWh par an.

Les charges du bâtiment sont constituées de plusieurs gains/pertes de chaleur : gains/pertes à travers l'enveloppe, gains solaires, infiltration, gains internes dus

aux occupants et aux équipements. Les figures qui suivent présentent ces gains individuellement.

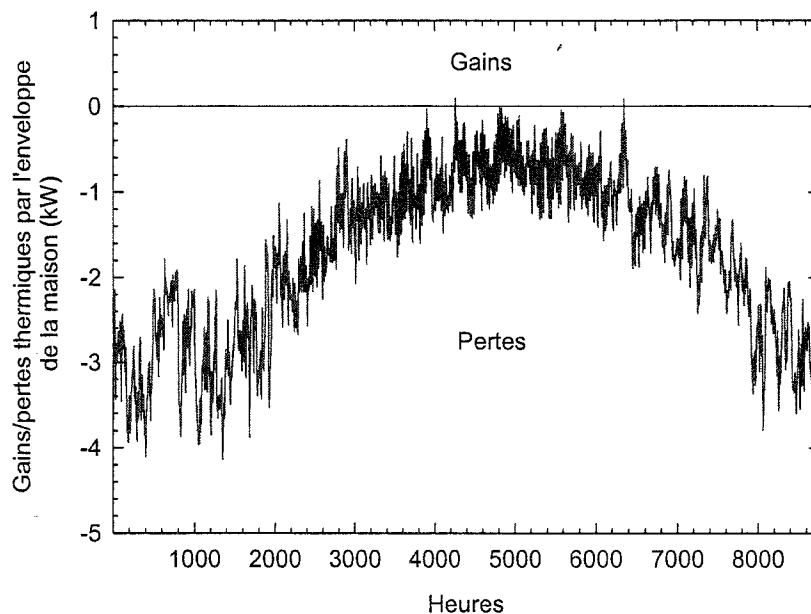


Figure 7.2 : Gains et pertes par l'enveloppe

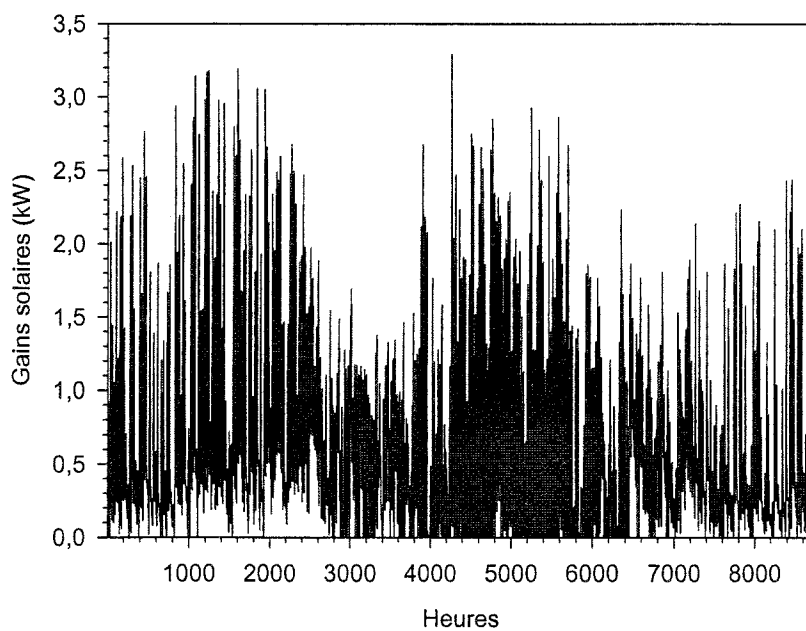


Figure 7.3: Gains solaires de la maison

Les figures 7.2 et 7.3 présentent, sur une année, les pertes et gains à travers les murs de la maison et les gains solaires de la maison. Sur la figure 7.2, les valeurs négatives des déperditions thermiques à travers l'enveloppe indiquent des pertes de chaleur alors que les valeurs positives indiquent des gains de chaleur. On constate sur la figure 7.2 que la maison perd de la chaleur sur toute l'année, même en été. Ce constat qui paraît, à première vue, surprenant peut se justifier par les écarts entre les températures extérieure et intérieure assez faible en été (voir figure 7.6). Il y a seulement 250 heures dans l'année pendant lesquelles la température extérieure est supérieure à 25°C qui est la température de consigne en climatisation. Les pertes sont plus élevées en hiver où elles atteignent 4 kW contre 1,6 kW en été. Ces pertes augmentent la demande de chauffage et réduisent la demande de climatisation. Sur une base annuelle, les pertes à travers l'enveloppe de la maison sont de 15195 kWh. Le coefficient de déperditions thermiques UA de la maison est de 77,4 W/°C pour les murs et de 21,0 W/°C pour les fenêtres soit un coefficient global de 98,4 W/°C.

La figure 7.3 présente la contribution solaire à la charge de la maison pour chaque heure de l'année. Les gains solaires maximaux sont de 3,3 kW. On constate que ces gains solaires à travers les fenêtres sont aussi importants en hiver qu'en été. Pour profiter de ces gains solaires, on cherchera à les maximiser en hiver et à les minimiser en été. Sur une base annuelle, les gains solaires totaux sont de 5819 kWh.

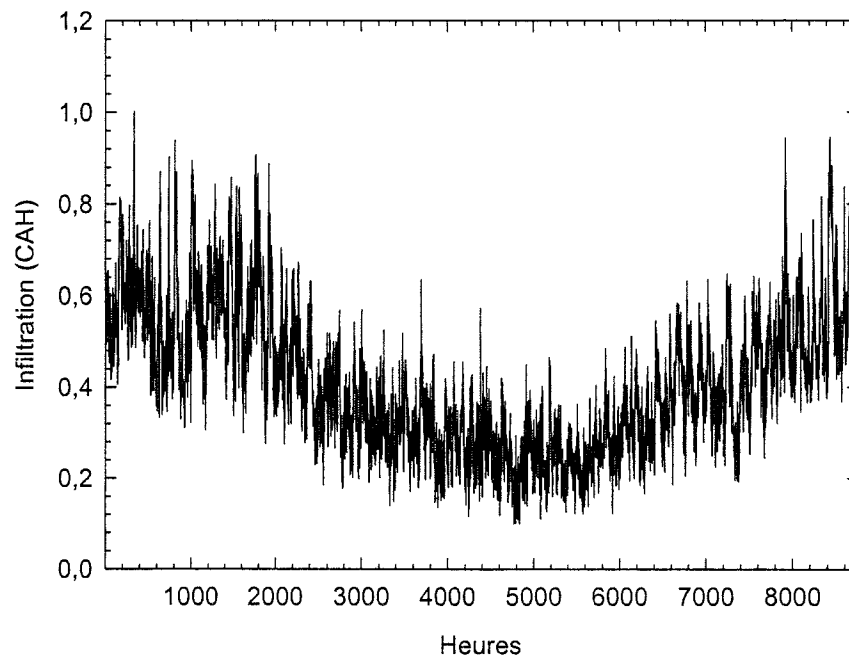


Figure 7.4: Taux d'infiltration d'air

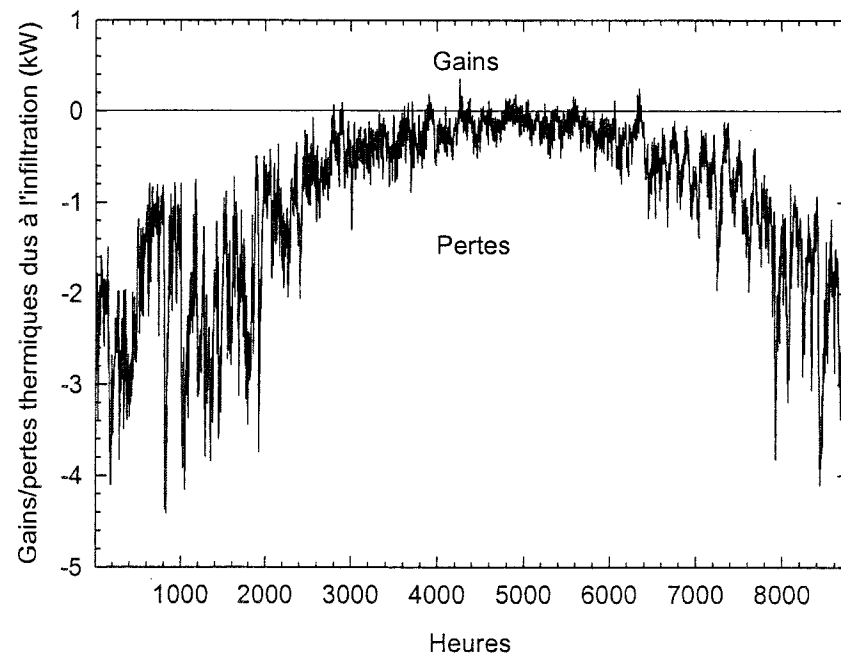


Figure 7.5: Pertes de chaleur dues à l'infiltration

Les figures 7.4 et 7.5 montrent respectivement le taux d'infiltration d'air extérieur dans la maison et les pertes de chaleur qui y sont associées. Comme le montre la figure 7.4 le taux d'infiltration est plus important en hiver qu'en été. La moyenne est de 0,5 CAH en hiver et de 0,2 CAH en été. La figure 7.5 présente les pertes et gains de chaleur associés à cette infiltration de l'air. Sur toute l'année, la maison reçoit du froid (8720 kWh) de l'extérieur qu'il faut combler en chauffant le bâtiment surtout en hiver.

Les figures 7.6 et 7.7 montrent les conditions météo de Montréal pour lesquelles les résultats précédents ont été déterminés.

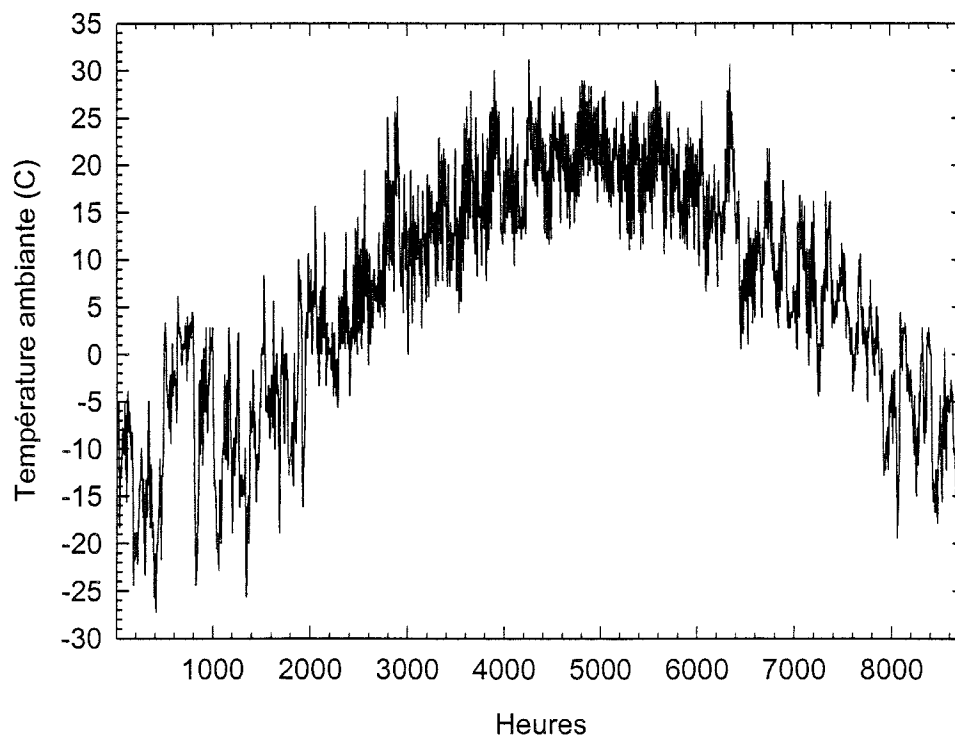


Figure 7.6: Température de l'air extérieur

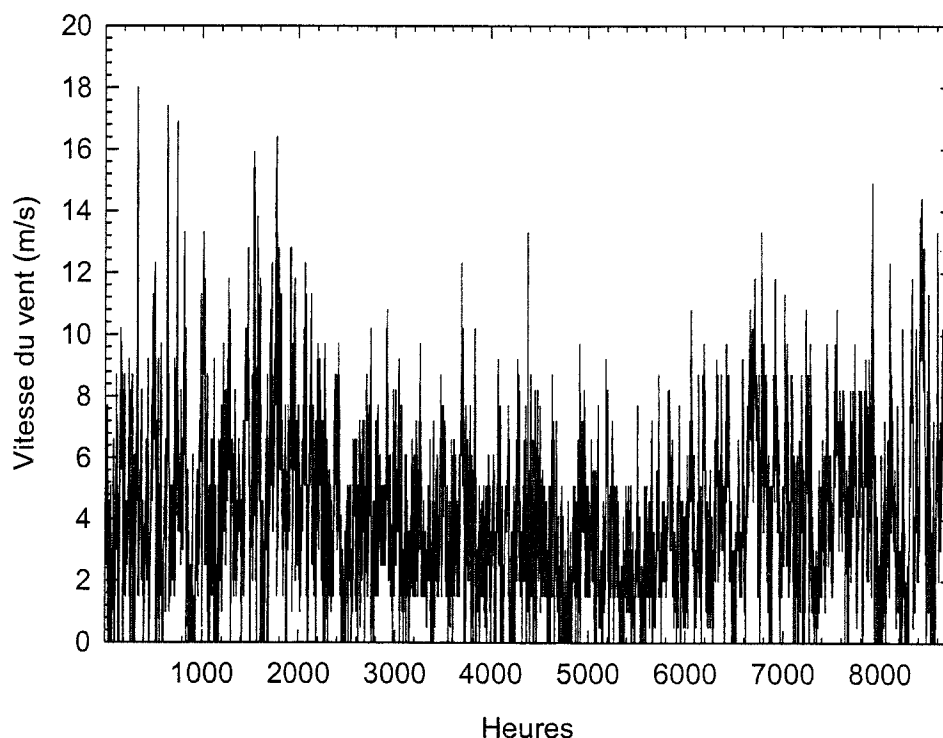


Figure 7.7: Vitesse moyenne horaire du vent

Ces deux figures présentent la température de l'air extérieure (Figure 7.6) et la vitesse moyenne du vent (Figure 7.7) à chaque heure de l'année. Il ressort ici que les écarts de température entre les points de consigne pour le conditionnement de l'air de la maison et la température extérieure sont plus importants en hiver (10 à 45°C) alors que ces écarts sont faibles en été (-10 à 7°C). La température maximale en été est de 31,7°C. D'autre part, les vitesses de vent sont plus importantes en hiver qu'en été. Ces deux facteurs influencent les pertes de chaleur par infiltration en hiver; la modélisation du taux d'infiltration d'air étant fonction de la vitesse du vent et de l'écart entre les températures intérieure et extérieure de la maison (section 4.3.4). En été, ces facteurs favorisent plutôt une baisse de la charge de climatisation due à l'enveloppe et à l'infiltration d'air pour des températures en dessous de 25°C.

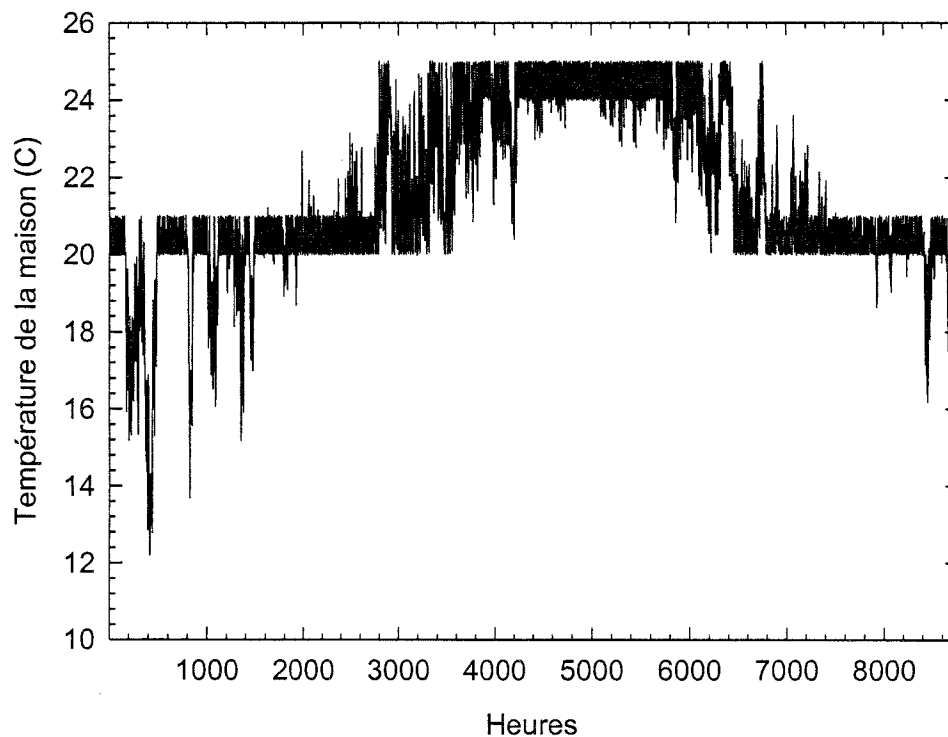


Figure 7.8: Température de la maison

La figure 7.8 ci-dessus montre l'évolution de la température intérieure de la maison sur un an. Comme on le constate, en hiver la température de la maison descend en dessous de la consigne qui est de 20°C avec une bande morte de 1°C. En été, elle oscille entre 20 et 25°C. En hiver, ces températures basses coïncident avec les heures de températures extérieures très froides et de vitesses de vent élevées. Ceci engendre une charge de chauffage élevée que ne peut pas combler entièrement la pompe à chaleur. Il y a dans l'année 390 heures où la température de la maison est inférieure à 19°C et 53 heures pendant lesquelles elle se situe entre 12 et 15°C. On constate aussi que ces heures se situent dans la nuit; ces heures d'inconfort thermique pourront donc être tolérées. Il aurait été possible de choisir une pompe à chaleur de capacité plus élevée; cependant, une pompe à chaleur surdimensionnée ne permet pas une déshumidification adéquate en été. Il aurait également été envisageable

d'incorporer un chauffage d'appoint électrique à la pompe à chaleur. Mais, cet ajout aurait nécessité une puissance PV supplémentaire.

En plus des gains et pertes par l'enveloppe et par infiltration d'air, les autres charges de la maison sont internes et sont dues aux occupants et aux équipements. Ces gains internes sont considérés comme des gains instantanés qui contribuent immédiatement à la charge du bâtiment. Ces gains ont été présentés au chapitre 4 (section 4.3.5).

7.3 Les besoins d'énergie pour l'eau chaude domestique

Comme cela a été expliqué au chapitre 5 (section 5.6), l'eau domestique est chauffée en deux étapes : un préchauffage par le désurchauffeur et un chauffage final dans le réservoir d'eau par deux résistances électriques de 0,75 kW. Le point de consigne est fixé à 55°C.

Comme la température de l'eau de l'aqueduc varie au cours de l'année, la puissance requise pour chauffer l'eau variera aussi. La figure 7.9 présente cette variation pour une année complète. Sur cette figure, la demande de puissance pour chauffer l'eau correspond à la puissance requise pour hausser la température de l'eau du niveau de l'aqueduc jusqu'à 55°C.

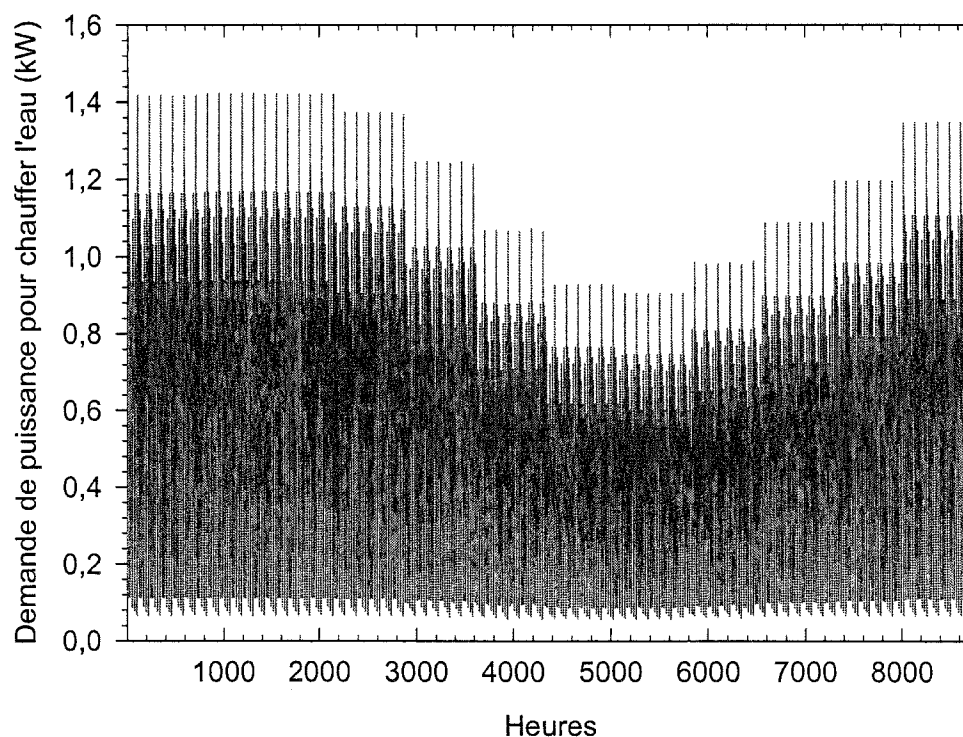


Figure 7.9: Puissance électrique requise pour le chauffage de l'eau

Les pointes de demande se situent en hiver au mois de février où la température de l'eau dans le réseau d'aqueduc est la plus basse. Cette pointe est de 1,42 kW. En été, l'énergie requise pour le chauffage de l'eau est moindre. Sur l'année, l'énergie totale nécessaire pour le chauffage de l'eau est de 4986 kWh.

L'utilisation du désurchauffeur permet de transférer une partie de la chaleur du réfrigérant chaud à l'eau. Si on exclut l'énergie requise pour actionner la petite pompe de circulation, cette énergie est gratuite en été car elle doit être rejetée vers le sol de toute façon. Par contre, en hiver, elle n'est pas gratuite mais elle est obtenue avec un COP relativement élevé. La plupart du temps, le désurchauffeur ne peut suffire à chauffer complètement l'eau chaude. Les résistances électriques apportent le complément de chaleur pour atteindre la température de consigne. Les figures 7.10 et 7.11 présentent respectivement

les chaleurs fournies à l'eau chaude par le désurchauffeur et les résistances électriques.

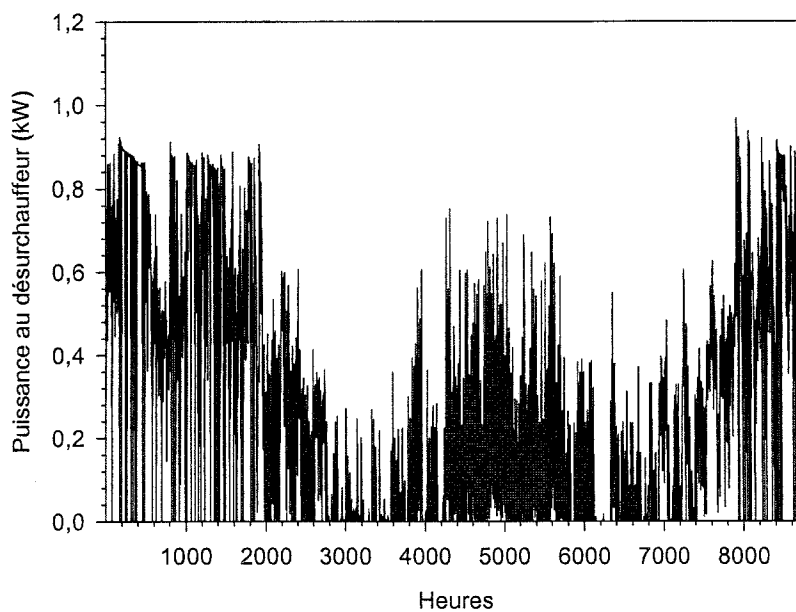


Figure 7.10: Puissance fournie par le désurchauffeur

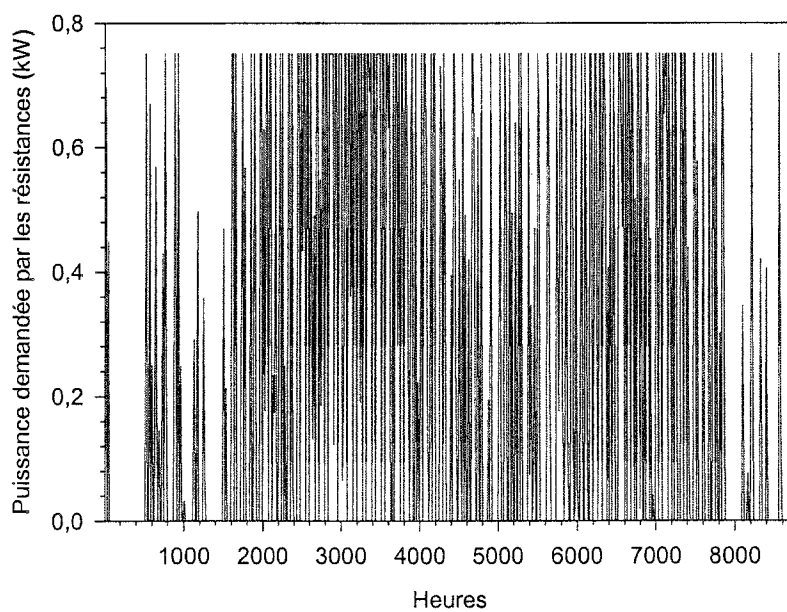


Figure 7.11: Puissance fournie par les résistances électriques

La figure 7.10 indique que la chaleur transférée par le désurchauffeur est plus importante en hiver qu'en été; cette quantité arrive même à satisfaire tous les besoins en eau chaude domestique pour plusieurs heures de l'année indiquées par une demande nulle des résistances électriques sur la figure 7.11. Par contre les résistances électriques sont plus sollicitées en été (Figure 7.11). Le désurchauffeur contribue ainsi à baisser la demande d'énergie requise pour le chauffage de l'eau surtout pendant les périodes où les demandes de chaleur pour le chauffage de l'air sont plus importantes. En été, période pendant laquelle la chaleur rejetée est gratuite, le désurchauffeur n'est pas exploité à fond. Cette situation est due à l'option de désurchauffeur utilisée. En effet, le désurchauffeur ne fonctionne que lorsque la PAC est opérationnelle. Comme cela sera montré dans la suite, la PAC fonctionne plus longtemps en hiver qu'en été, ce qui fait que c'est en hiver que le désurchauffeur fonctionne aussi pleinement. En été, il faudrait que la charge de climatisation soit plus importante pour exploiter le potentiel de chaleur gratuite offert par le désurchauffeur.

Les températures de sortie de l'eau du chauffe-eau sont présentées à la figure 7.12.

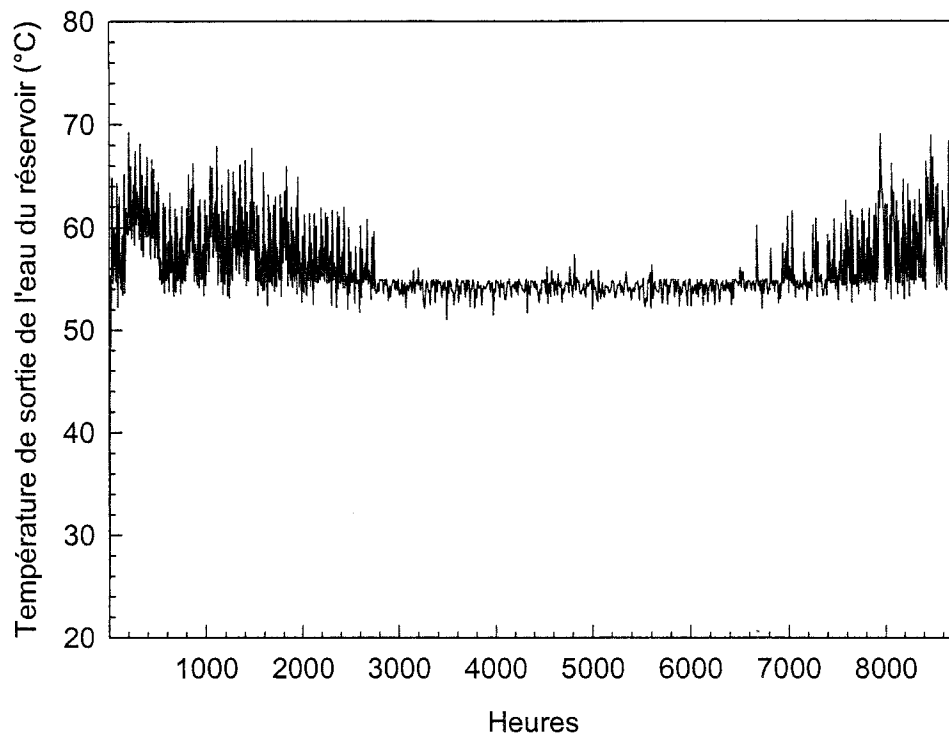


Figure 7.12: Évolution de la température de l'eau chaude domestique

La température de l'eau varie entre 51 et 68°C. Les températures élevées s'observent en hiver comme le montre la figure 7.12. Elles sont dues au modèle utilisé pour le désurchauffeur. Ce modèle, décrit à la section 5.6, transfère une certaine quantité de chaleur à l'eau et ne tient pas compte de la température atteinte par l'eau dans le désurchauffeur.

L'énergie totale annuelle fournie par le désurchauffeur est de 2540 kWh avec une puissance maximale fournie à l'eau d'environ 1 kW en hiver. Les résistances électriques fournissent quant à elles une énergie totale annuelle de 2472,5 kWh qui se retrouvent sous forme de besoins électriques de la maison. La chaleur totale fournie à l'eau sanitaire est donc de 5012,5 kWh contre 4986 kWh évalués plus haut. Cet écart de 0,5% peut se justifier par le fait que la pompe de circulation transfère une partie de sa puissance à l'eau sous forme de

chaleur (voir section 5.5). L'utilisation du désurchauffeur permet ainsi de réduire de 50% l'énergie requise pour le chauffage de l'eau comparativement à un chauffage purement électrique.

7.4 Opération de la pompe à chaleur

Le chauffage et la climatisation de la maison sont assurés par la PAC. Tel qu'indiqué à la figure 7.1, les besoins en chauffage et climatisation de la maison sont respectivement de 13905,3 kWh et 1742 kWh par an. La figure 7.13 présente la demande de puissance électrique de la pompe à chaleur pour assurer le conditionnement d'air.

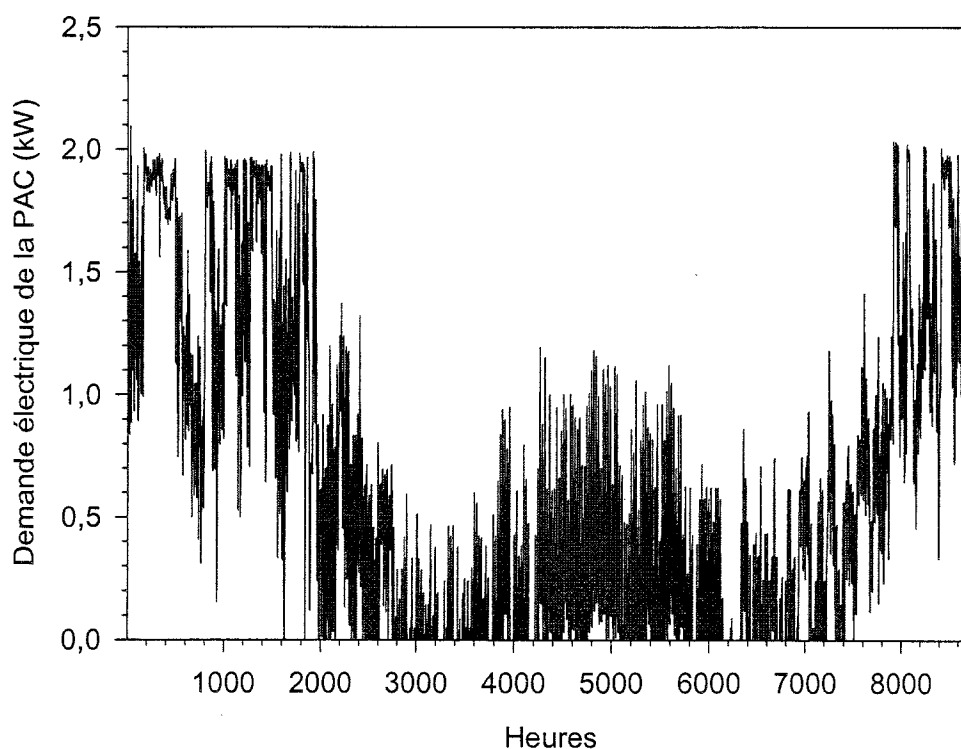


Figure 7.13: Puissance électrique demandée par la pompe à chaleur

La demande électrique de la PAC est élevée en hiver avec une pointe de 2,1 kW. La demande maximale en été est de 1,2 kW. La consommation annuelle

totale d'énergie de la PAC est de 5735 kWh. A cette consommation, il faut ajouter celle de la pompe de circulation de la boucle géothermique qui est de 557,5 kWh par an.

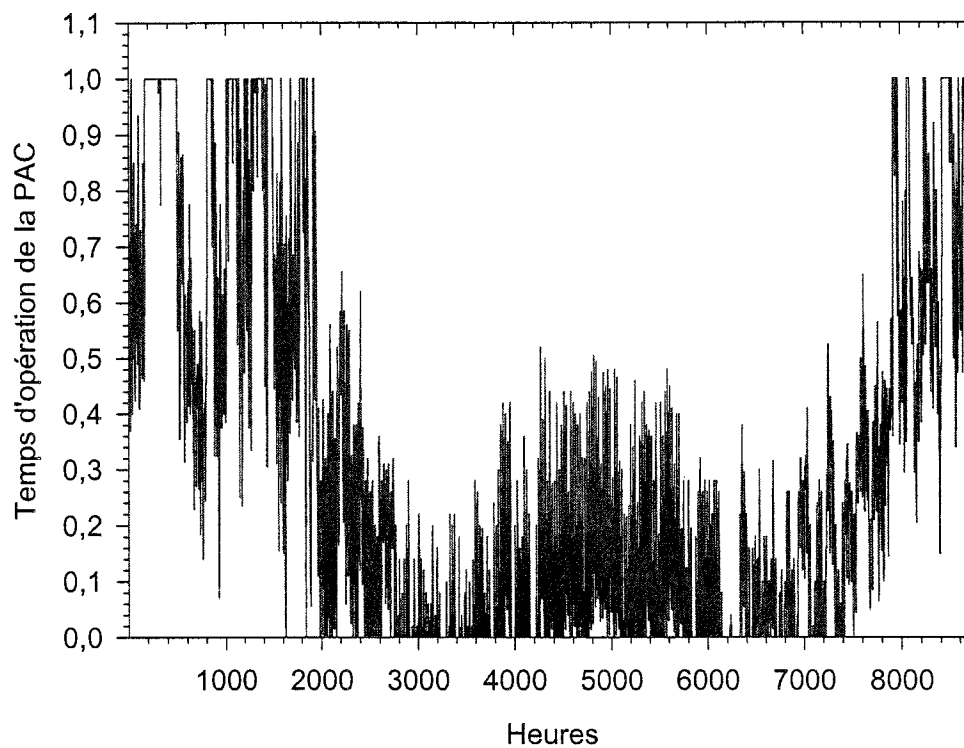


Figure 7.14: Évolution du temps d'opération de la PAC

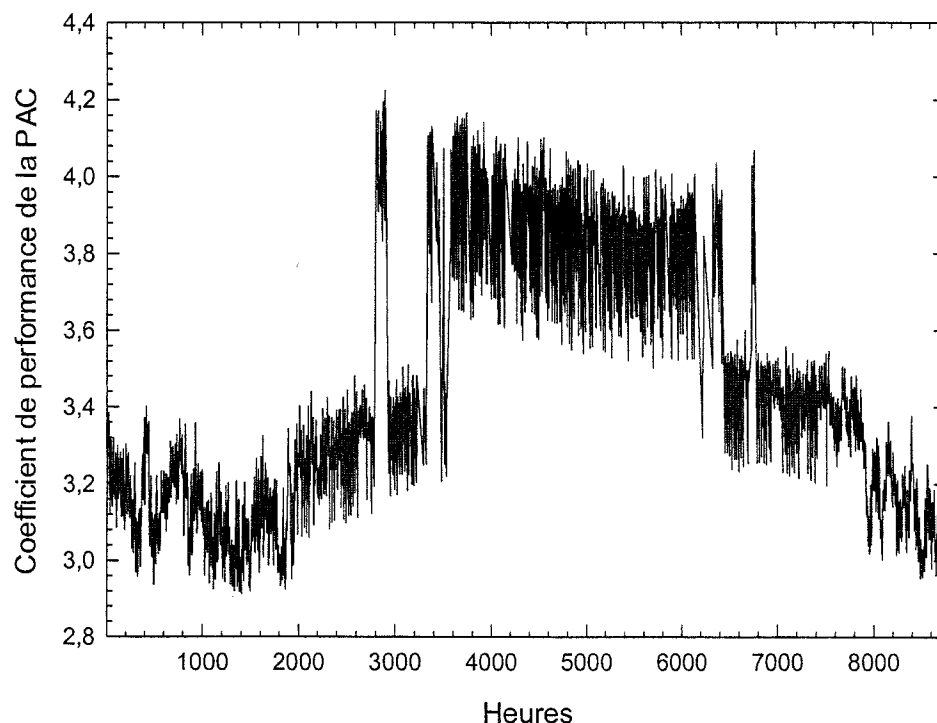


Figure 7.15: Évolution du coefficient de performance de la PAC

Les figures 7.14 et 7.15 décrivent les conditions d'opération de la pompe à chaleur. La figure 7.14 indique le temps d'opération de la PAC qui est la portion du pas de temps pendant laquelle la PAC fonctionne. On constate que le temps d'opération de la PAC est moins important en été qu'en hiver. Le temps d'opération atteint 1 en hiver indiquant que la PAC fonctionne continuellement pour satisfaire les besoins de chauffage. Lorsqu'on compare ce graphique aux charges de chauffage/climatisation de la maison (figure 7.1) et aux variations de la température extérieure (figure 7.6), on observe une concordance entre les pointes de demande de chaleur, les pointes de températures et l'opération de la PAC. En considérant les mois de juin et de juillet, la PAC opère en moyenne 12% du temps alors qu'elle fonctionne 36% du temps en moyenne pour les dix autres mois. Ces temps d'opération justifient aussi le fait que c'est en hiver que le désurchauffeur fournit plus de chaleur à l'eau domestique.

Même si la PAC fonctionne très peu en été, c'est pendant cette période qu'elle a une efficacité plus élevée comme l'indique les coefficients de performance (COP) sur la figure 7.15. Ainsi, le COP atteint la valeur de 4 en été. Le COP moyen est de 3,4 sur l'année.

7.5 Fonctionnement de l'échangeur géothermique

Le sol sert de source et de puits de chaleur pour le chauffage des locaux et de l'eau et pour la climatisation. Pour garantir un fonctionnement optimum de la pompe à chaleur, certaines contraintes doivent être respectées, notamment la température d'entrée de l'eau dans la PAC du côté échangeur géothermique. Selon les spécifications du constructeur de la PAC utilisée, cette température doit être comprise entre 4,4°C et 43,3°C pour la climatisation et entre -3,5°C et 26,7°C pour le chauffage. En climatisation, la performance de la PAC sera d'autant plus élevée que cette température sera basse (dans la plage recommandée) tandis qu'en hiver une température élevée est l'idéal.

L'évolution des températures d'entrée et de sortie de l'eau de la PAC est présentée sur les figures 7.16 et 7.17.

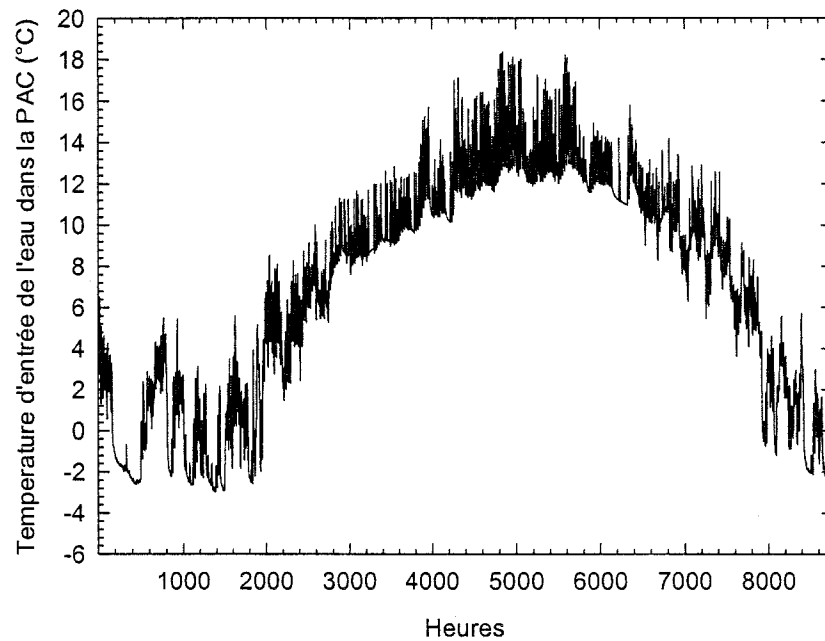


Figure 7.16 Température de l'eau à l'entrée de la PAC

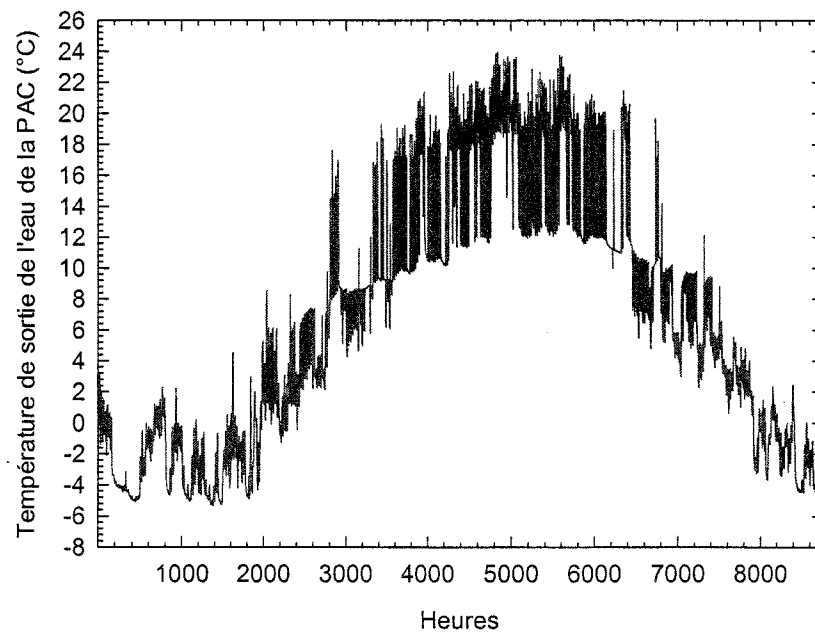


Figure 7.17: Température de l'eau à la sortie de la PAC

La température la plus critique est celle du fluide caloporteur à l'entrée de la PAC (sortie de l'échangeur géothermique) qui doit respecter les spécifications

du constructeur de la PAC. Comme l'indique la figure 7.16, les températures les plus basses se situent en hiver et atteignent environ $-3,3^{\circ}\text{C}$. En été, cette température évolue entre 8°C et 18°C . Ces plages de température respectent les contraintes du fabricant. La température de sortie de l'eau de la PAC quant à elle varie entre un minimum de $-5,7^{\circ}\text{C}$ en hiver et un maximum de $23,4^{\circ}\text{C}$ en été (Figure 7.17).

Le sol qui sert de source et de puits de chaleur se trouve aussi perturbé par cette variation des échanges thermiques durant l'année. La figure 7.18 montre le comportement thermique du sol pendant la première année de simulation. Les quantités de chaleur puisée (en chauffage) et rejetée (en climatisation) ainsi que l'évolution de la température du sol sont représentées sur cette figure. Le sol doit pouvoir supporter sur une longue période toutes les sollicitations dont il est l'objet pour fournir ou évacuer la chaleur. Pour cela, la simulation a été effectuée sur dix ans pour voir l'impact à long terme sur le fonctionnement de la PAC. La figure 7.19 présente la température d'entrée de l'eau à la PAC et la température du sol lors de la dernière année d'une simulation de dix ans.

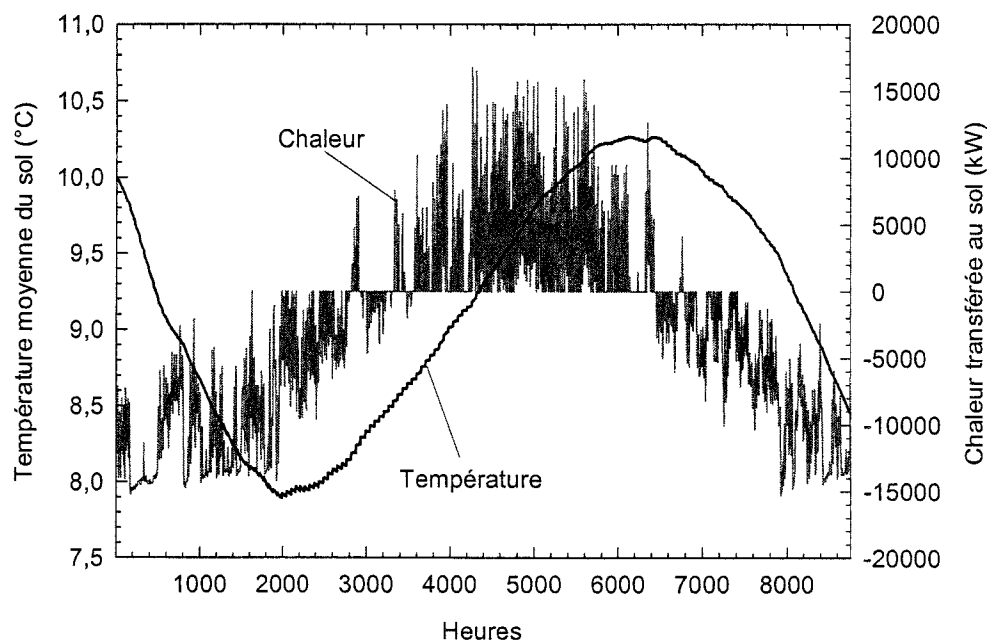


Figure 7.18: Comportement thermique du sol lors de la première année

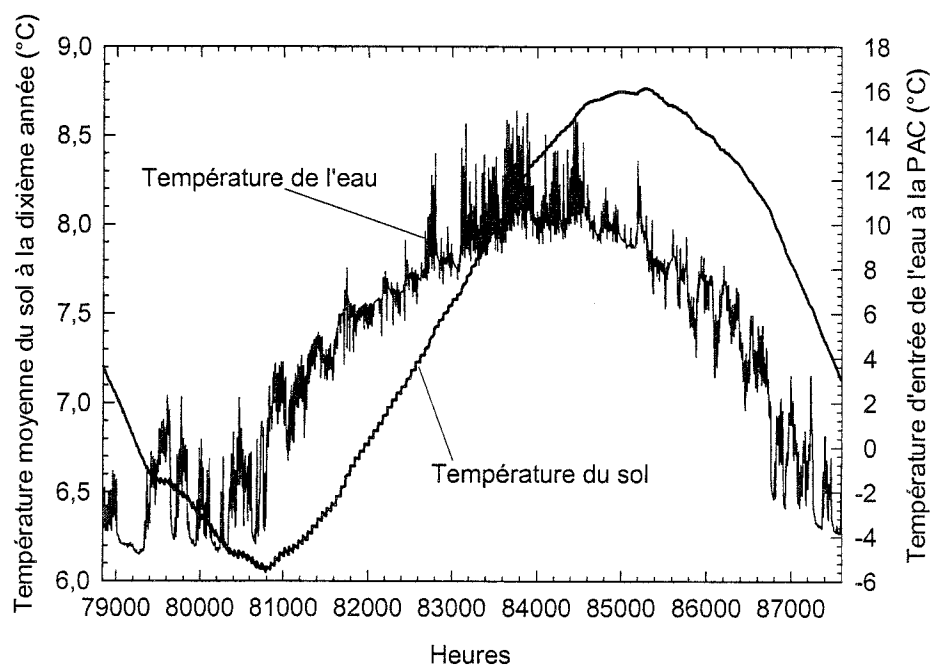


Figure 7.19 : Évolution des températures de l'eau entrant dans la PAC et du sol à la dixième année

Sur la figure 7.18, les valeurs négatives de la chaleur transférée indiquent que la chaleur est puisée du sol pour chauffer la maison et préchauffer l'eau pendant la période hivernale tandis que les valeurs positives représentent le rejet thermique provenant de la PAC durant l'été. En hiver, la chaleur maximum puisée du sol est de 4,5 kW alors qu'il reçoit une chaleur maximale de 4,8 kW en été. Sur une période d'une année, l'énergie totale puisée du sol est de 10794 kWh alors que le rejet thermique est de 2908 kWh.

En sommant l'énergie puisée du sol pour le chauffage (10794 kWh) et le travail du compresseur pour le chauffage (5055 kWh) puis en soustrayant l'énergie transférée à l'eau sanitaire par le désurchauffeur en mode chauffage (2138 kWh), on aboutit à une quantité de chaleur transmise à l'air de 13711 kWh. Lorsqu'on compare cette quantité puisée aux besoins de chauffage de la maison (13905kWh), il apparaît que pendant certaines heures de l'année la PAC ne pourra pas satisfaire les besoins de chauffage du bâtiment. Ceci corrobore les résultats présentés à la section 7.2, et notamment à la figure 7.8

En comparant les évolutions de la température du sol de la première année (Figure 7.18) et de la dixième année (Figure 7.19), on remarque que les minimum et maximum atteints lors de la première année de simulation sont respectivement de 8°C et de 10,3°C. A la dixième année de simulation, la température minimale se comporte en hiver comme pendant la première année mais elle diminue à 6°C et la température maximale baisse aussi à 8,8°C. Cette chute de la température moyenne du sol traduit bien le fait que le réservoir géothermique perd 7886 kWh d'énergie par an. Cette situation est caractéristique des climats à chauffage dominant tel que celui étudié ici.

Cette perte de chaleur a un impact sur la température d'entrée de l'eau à la PAC dans le long terme (Figure 7.20). En effet, la température de l'eau entrant dans la PAC baisse dangereusement au bout des dix années de simulation. On

obtient lors de la dixième année une température minimale de $-4,8^{\circ}\text{C}$ (chauffage) qui est en dessous de la température permise par le constructeur de la PAC ($-3,5^{\circ}\text{C}$). Pour remédier à cette situation, on peut, par exemple, augmenter la longueur de l'échangeur géothermique dans le sol. La température maximale est quant à elle de $15,6^{\circ}\text{C}$ (climatisation), ce qui est bien en deçà du maximum autorisé par les manufacturiers.

7.6 Profil type de demande de puissance de la maison pour une journée

Cette section traite du fonctionnement de la maison à travers la demande de puissance. Ce fonctionnement sera décrit pour deux journées typiques: une journée d'hiver et une journée d'été.

7.6.1 Journée d'hiver : 2 janvier

Le profil de demande de puissance pour chaque poste de consommation d'électricité de la maison pour une journée typique d'hiver est présenté sur la figure 7.20.

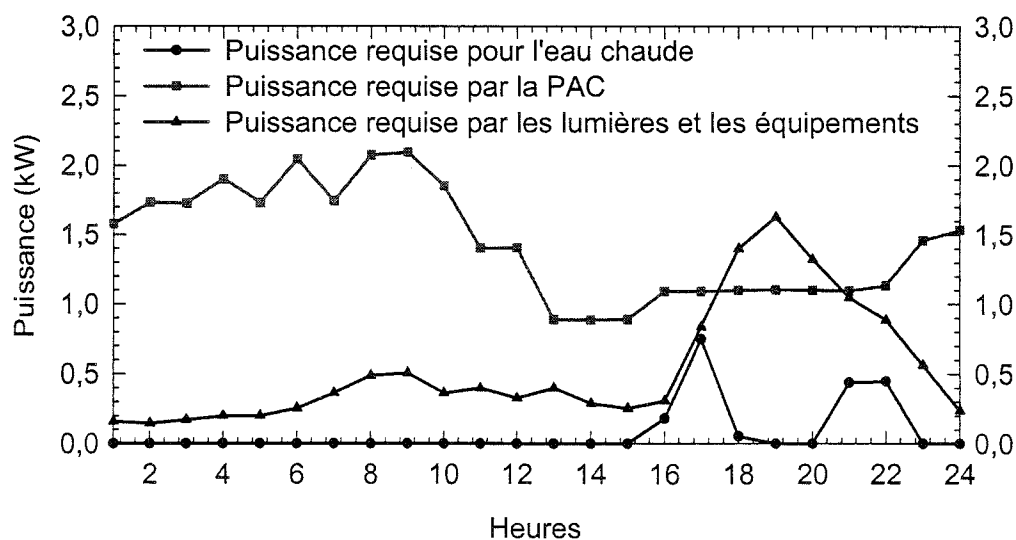


Figure 7.20 : Profil de demande de puissance pour une journée typique d'hiver

Pour la journée choisie (2 janvier), la demande de puissance maximale est due à la PAC et est de 2,1 kW alors que les équipements suivent le profil établi à la figure 4.6 (chapitre 4). La figure 7.20 montre aussi que la demande d'électricité pour le chauffage de l'eau est nulle jusqu'à 15 heures (heure 39 sur la figure 7.20); cela montre que le désurchauffeur arrive à combler entièrement les besoins en eau chaude pour ces heures.

La figure 7.21 montre pour la même journée d'hiver la production photovoltaïque, la demande totale de puissance de la maison ainsi que l'excès de puissance à envoyer sur le réseau.

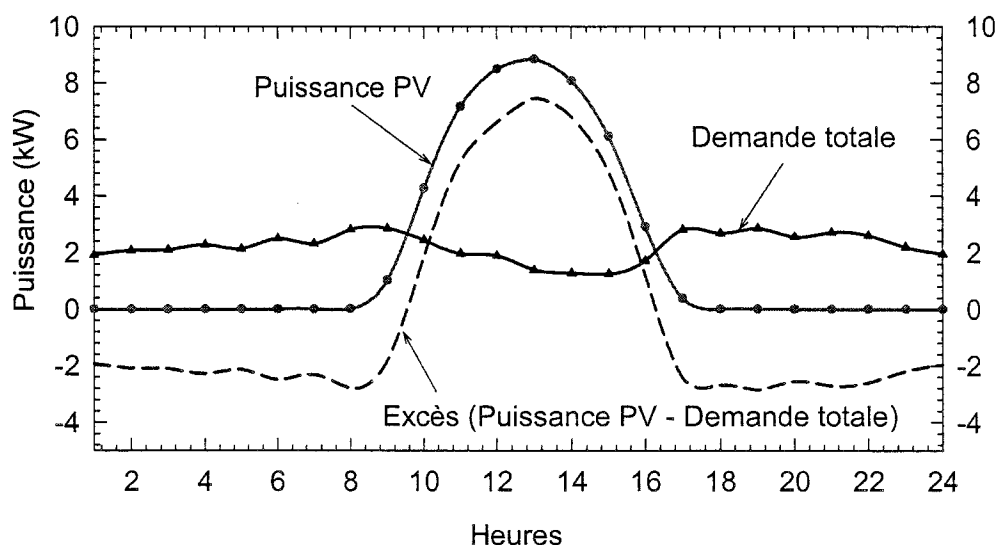


Figure 7.21 : Bilan de puissance pour une journée typique d'hiver

Les valeurs négatives de l'excès indiquent que la maison doit prendre de l'énergie sur le réseau alors que les valeurs positives indiquent des surplus d'énergie que la maison envoie sur le réseau. La production PV a lieu entre 9 h et 17 h. Pendant cette période de production d'électricité, le système PV couvre les besoins énergétiques de la maison et le surplus est envoyé sur le réseau. Pendant la nuit, la production PV est nulle et la maison "puise" de l'énergie sur

le réseau. A 11 h par exemple, la production PV est d'environ 7,2 kW pour une demande de 2 kW; l'excès envoyé sur le réseau est de 5,2 kW.

7.6.2 Journée d'été : 28 juin

La figure 7.22 présente le profil de demande de puissance pour chaque poste de consommation d'électricité de la maison pour une journée typique d'été (28 juin).

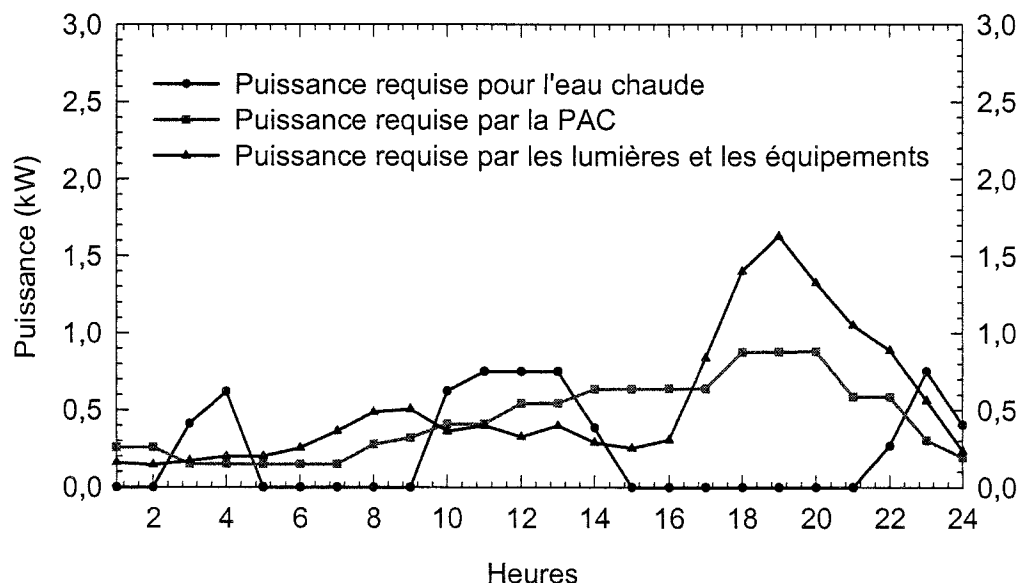


Figure 7.22: Profil de demande de puissance pour une journée typique d'été

La demande de puissance maximale est due aux lumières et équipements (1,63 kW). La puissance maximale consommée par la PAC est de 0,82 kW. En comparant les demandes d'électricité pour le chauffage de l'eau pour la journée d'hiver (Figure 7.20) et la journée d'été (Figure 7.22), il apparaît que le chauffage de l'eau en été requiert plus d'électricité. Cela s'explique par le fonctionnement du désurchauffeur de la PAC tel que montré à la section 7.3.

La figure 7.23 est similaire à la figure 7.21 mais pour une journée d'été.

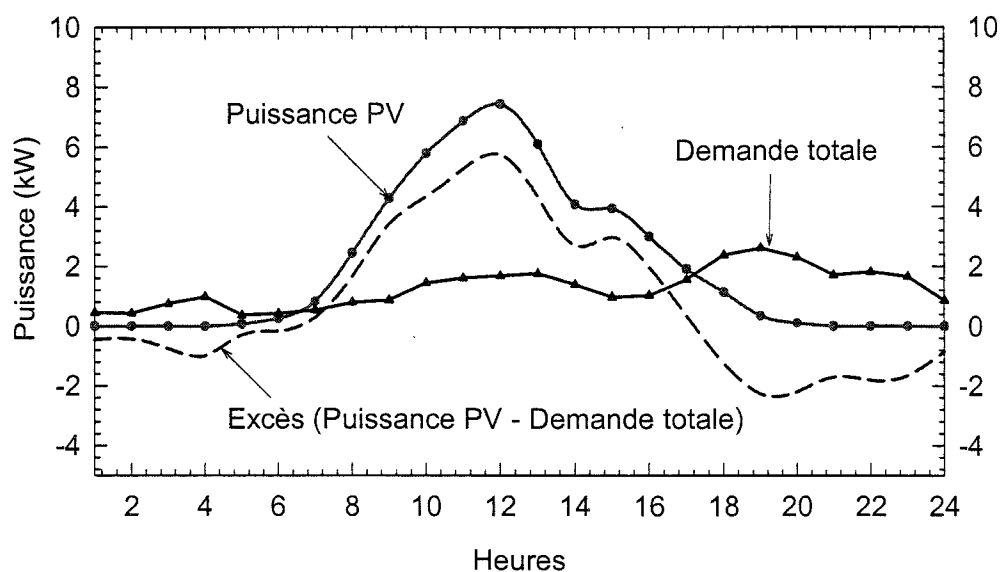


Figure 7.23 Bilan de puissance pour une journée typique d'été

Le fonctionnement du système de production d'électricité est analogue à celui de la journée d'hiver. A 11 h, par exemple, le générateur PV produit 6,9 kW d'électricité et la demande du bâtiment est de 1,6 kW. Il se dégage un excès de 5,3 kW envoyé au réseau à cette heure. Pendant les heures où il n'y a pas d'ensoleillement, l'énergie doit être prise sur le réseau. Cependant, la production PV se fait sur une plus longue période en été qu'en hiver. La production PV pour la journée d'été a lieu sur 14 h contre 8 h en hiver. En comparant la production PV des figures 7.21 et 7.23, on constate qu'en hiver la puissance PV maximale est de 8,8 kW alors qu'elle est de 7,4 kW en été. Cela s'explique par le fait que les cellules PV sont plus performantes en climat froid qu'en climat chaud (chapitre 3, section 3.6.2).

Finalement, la demande de puissance totale maximum durant l'année survient le 08 janvier (non montré sur les figures précédentes) et est égale à 3,85 kW.

7.7 Analyse de la consommation énergétique de la maison

7.7.1 Structure de la consommation électrique de la maison

Il existe quatre postes de consommation d'énergie dans la maison : la pompe à chaleur, les pompes de circulation, le chauffage de l'eau domestique et l'éclairage et les équipements. La consommation totale d'énergie du bâtiment est la somme des consommations au niveau de ces quatre postes. Le tableau 7.1 présente l'énergie requise annuellement pour chacun des postes.

Tableau 7.1: Structure de la consommation électrique de la maison

Postes de consommation	Consommation énergétique (kWh/an)	Pourcentage
Pompe à chaleur	5735	42,3%
Pompes de circulation	683,5	5,1%
Chauffage de l'eau	2472,5	18,2%
Éclairage et équipements	4656	34,4%
Consommation totale	13550	100%

Comme le montre le tableau 7.1, les besoins d'électricité pour le conditionnement de l'air sont de 6292,5 kWh (PAC et pompe de circulation de la boucle géothermique). Le chauffage de l'eau (incluant 126 kWh pour la pompe de circulation du désurchauffeur) et les équipements nécessitent 7254,5 kWh par an. Le fonctionnement de la maison requiert donc annuellement 13550 kWh d'électricité. La part du chauffage et de la climatisation de la maison représente 46,4% de la consommation totale.

7.7.2 Comparaison de la consommation et de la production d'énergie

La simulation du système permet d'avoir, pour chaque pas de temps et sur toute l'année, la demande d'électricité de la maison ainsi que la production d'électricité photovoltaïque. L'objectif est d'avoir au bout de l'année une

production PV qui couvre tous les besoins électriques de la maison à travers le stockage dans le réseau électrique, donc d'avoir une résidence à consommation énergétique nette nulle.

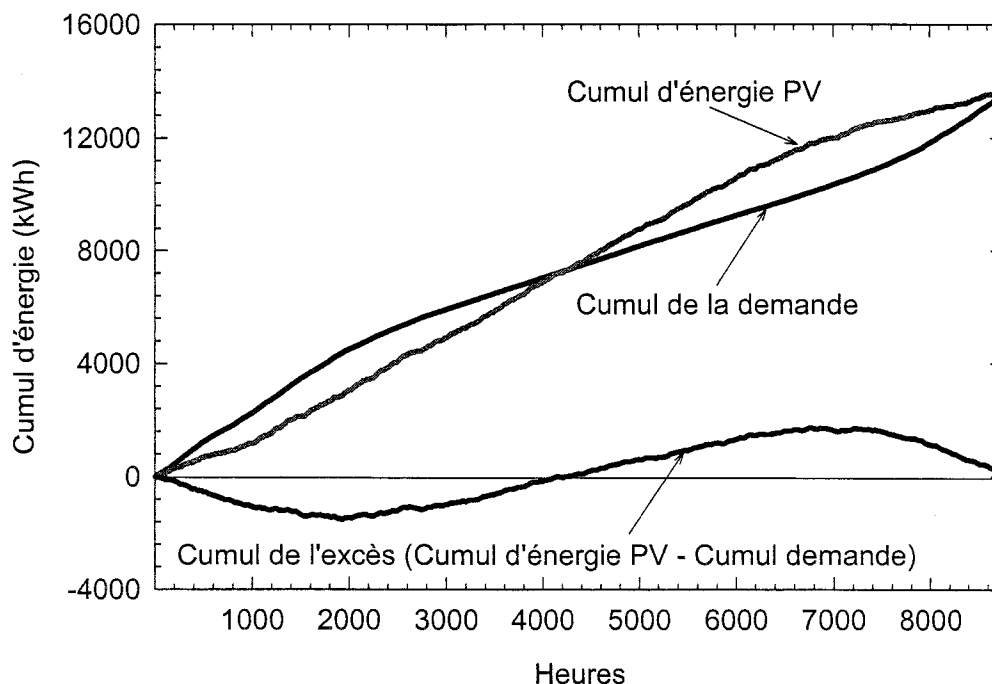


Figure 7.24: Cumuls d'énergie dans la maison

La figure 7.24 présente trois courbes : le cumul de la demande d'énergie qui donne pour une heure quelconque de l'année la somme de la demande énergétique de la maison de la première heure à l'heure spécifiée; la deuxième courbe donne pour la même période le cumul d'énergie produite par le système PV et la troisième courbe permet de suivre à chaque instant l'état du compteur net d'énergie. Cette troisième courbe qui donne le déficit, c'est-à-dire la différence entre le cumul de la production PV et le cumul de la demande indique, pour les valeurs négatives, que la maison a un déficit d'énergie qu'elle prend de l'énergie sur le réseau alors que les valeurs positives indiquent que le système PV produit un excès d'énergie.

A l'heure 2000 par exemple, le cumul de la demande électrique de la maison est d'environ 4500 kWh alors que le cumul de la production PV est 3060 kWh. Le déficit cumulé d'énergie est donc de 1440 kWh à l'heure 2000. Ce déficit doit être comblé par le réseau. Vers le milieu de l'année, la courbe de l'excès passe par le zéro qui indique qu'à cette heure précise la maison a consommé autant d'énergie qu'elle en a produite. A l'heure 6000, la demande cumulative est de 9260 kWh et le cumul de production PV est 10600 kWh; la maison a envoyé un excès d'énergie de 1340 kWh sur le réseau.

En regardant de plus près les quantités d'énergie échangées entre le réseau et la maison, il apparaît que la maison a envoyé au réseau 9062 kWh d'électricité au cours de l'année alors qu'elle a "puisé" 8957 kWh du même réseau. C'est en été que le système PV produit le plus de surplus. Au cours de l'année, la maison s'alimente sur le réseau pendant 6139 heures alors qu'elle fournit de l'énergie au réseau pour les 2621 heures restant. En clair, la maison produit en 30% du temps assez d'énergie pour compenser l'énergie qu'elle prend du réseau.

Au bout de l'année, la demande totale de la maison est de 13550 kWh soit une consommation spécifique de 87 kWh/m². Le générateur PV produit 13655 kWh soit 195 kWh/an/module ou 160 kWh/m² de module. Il se dégage un excès de 105 kWh envoyé au réseau annuellement.

Ainsi, avec la modélisation réalisée, nous obtenons une maison à consommation énergétique nette nulle.

7.7.3 Analyse de la consommation d'énergie de la ZNEH

Afin de mieux appréhender l'impact des technologies utilisées dans la conception de la ZNEH, notamment la pompe à chaleur géothermique, la maison a été simulée en utilisant deux moyens de chauffage différents sans génération d'électricité PV. La première configuration utilise exclusivement

l'électricité pour les besoins de chauffage (air et eau domestique) et un appareil de climatisation avec un COP supposé constant de 3. La seconde configuration utilise la pompe à chaleur géothermique. Les figures 7.25 et 7.26 présentent les demandes d'électricité de la maison pour ces deux configurations sur une année.

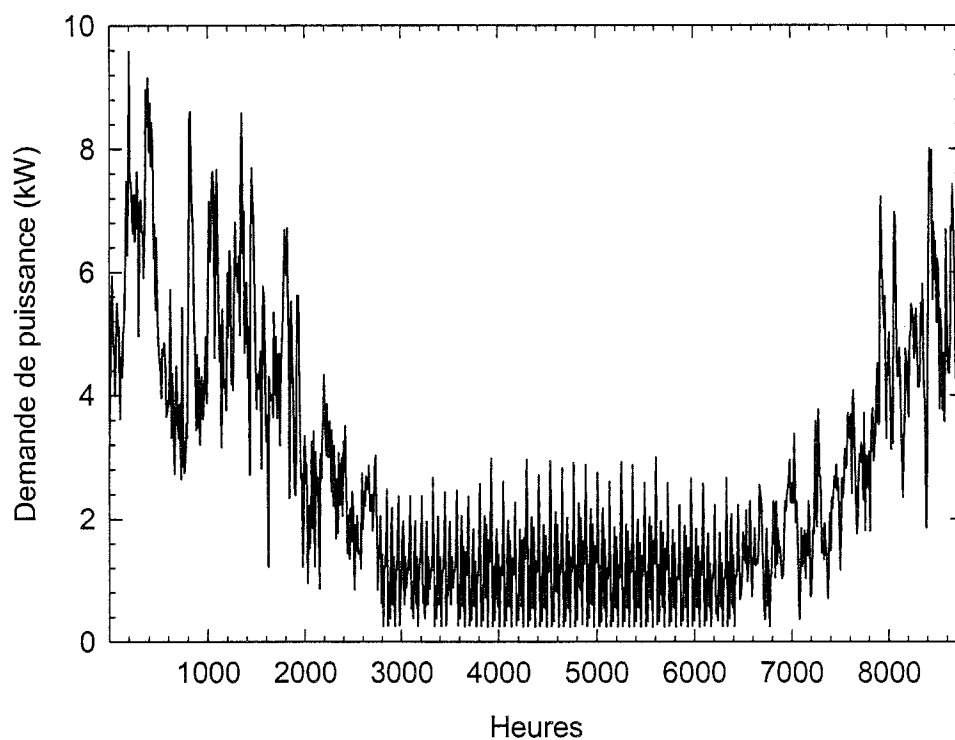


Figure 7.25: Demande totale de puissance: chauffage électrique

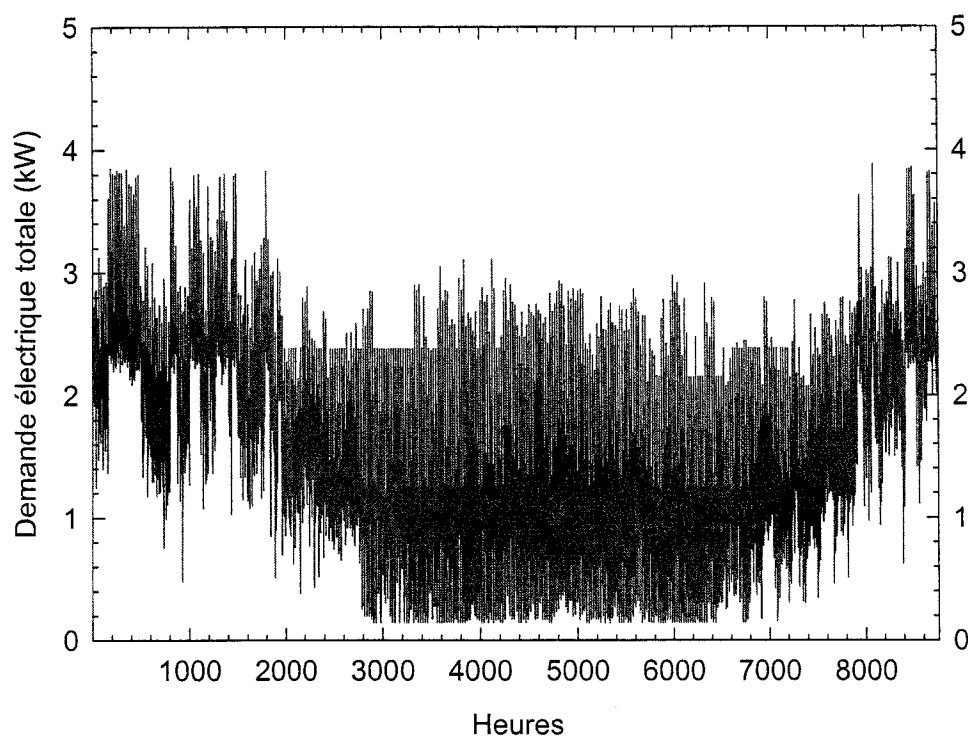


Figure 7.26: Demande totale de puissance: chauffage avec PAC géothermique

La figure 7.25 présente la demande électrique totale pour la maison munie d'un système de chauffage électrique (chauffage de la maison et de l'eau domestique) et d'un appareil de climatisation. La demande maximale d'électricité est 9,8 kW et a lieu en hiver. L'énergie requise sur une base annuelle pour une telle configuration est de 24131 kWh soit 155 kWh/m²/an. Il faut noter qu'une maison canadienne a une consommation spécifique moyenne de 256 kWh/m²/an.

La Figure 7.26 montre la demande électrique de la maison utilisant la pompe à chaleur géothermique. Le système simulé ici est identique à celui de la maison à consommation énergétique nette nulle sauf que le système ne possède pas de panneaux PV. Ici, la demande maximale d'électricité est d'environ 4 kW soit 59% de moins que dans le cas précédent. Cela peut avoir un impact positif sur le réseau électrique local en réduisant la pointe des demandes de puissance.

La consommation énergétique annuelle de la maison est de 13550 kWh (87 kWh/m²) soit 44% de moins que la maison utilisant le chauffage électrique et 3 fois moins que la moyenne canadienne. Une fois encore, la faible consommation d'énergie d'une telle maison est bénéfique au réseau électrique local par son influence sur la gestion de la fourniture d'énergie et l'affectation des économies d'énergie réalisées à d'autres utilisateurs.

Afin de mieux percevoir les postes de réduction de la consommation d'énergie, les deux configurations ont été représentées sur un même diagramme (Figure 7.27).

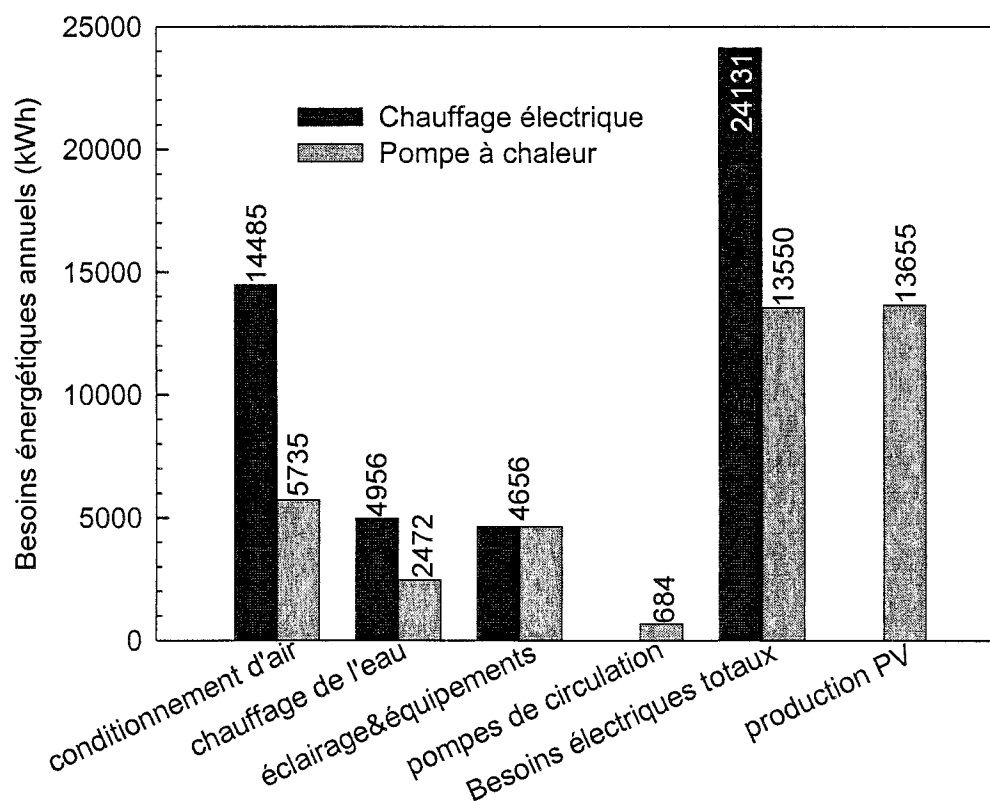


Figure 7.27: Comparaison des deux configurations

Comme le montre cette figure, la différence entre les deux configurations se situe au niveau du conditionnement d'air et du chauffage de l'eau domestique.

Ainsi, le conditionnement de l'air requiert 14485 kWh d'électricité alors que le chauffage de l'eau nécessite environ 4956 kWh d'électricité par an pour la maison tout électrique.

Dans le cas de l'utilisation de la PAC géothermique, la climatisation et le chauffage de la maison requièrent 5735 kWh d'électricité par an soit une réduction de 60,5% par rapport au chauffage électrique. Le chauffage de l'eau nécessite 2472 kWh d'électricité soit une réduction de 51,5% (sans la pompe de circulation) par rapport au chauffage purement électrique. Ces réductions de consommation d'énergie sont liées à l'utilisation de la PAC qui a un coefficient de performance élevé (en moyenne 3,4) et à l'utilisation du désurchauffeur qui permet de réduire les besoins d'électricité pour le chauffage de l'eau.

Les besoins électriques pour l'éclairage et les équipements sont de 4656 kWh dans les deux cas alors que la maison avec PAC a besoin de deux pompes de circulation qui nécessitent 684 kWh au total. Au final, les besoins énergétiques totaux sont de 24131 kWh pour la maison tout électrique et de 13550 kWh pour la maison munie d'une PAC géothermique.

Cette analyse sommaire de la structure de consommation d'énergie de la maison met en relief le rôle clé joué par la pompe à chaleur géothermique dans la réalisation de la présente zero net energy home. La PAC géothermique constitue l'originalité de la présente étude par rapport à plusieurs prototypes réalisés aux USA notamment où les besoins de chauffage sont assurés par une fourniture au gaz.

Finalement, il est intéressant d'examiner les implications d'une ZNEH au niveau du distributeur d'électricité. Pour la maison tout électrique présentée ici, le distributeur électrique devra fournir 24131 kWh et la demande de pointe sera de 9,8 kW. Dans le cas de la ZNEH, le distributeur électrique n'a plus qu'à fournir

8957 kWh d'électricité sur une base annuelle et la demande de pointe n'est plus que de 3,85 kW.

7.8 Analyse paramétrique

Certains paramètres influencent beaucoup la consommation d'énergie de la maison. Il sera analysé ici l'impact de trois facteurs sur la consommation d'énergie et donc sur la taille du système PV. Les trois facteurs analysés sont: l'infiltration d'air, l'isolation et les lumières et équipements.

Bien que la maison simulée soit considérée comme efficace, il est encore possible d'améliorer son efficacité tant au niveau de son enveloppe que de la consommation des équipements.

Les paramètres de modélisation de l'infiltration utilisés sont pour un bâtiment étanche. Le taux moyen d'infiltration est de 0,2 CAH en été et de 0,5 CAH en hiver. Pour cette analyse paramétrique, le premier scénario a été de simuler la maison en adoptant un taux d'infiltration constant de 0,35 CAH (taux moyen annuel) sur toute l'année.

Un autre scénario a consisté à doubler la résistance thermique de l'enveloppe du bâtiment.

Les équipements utilisés dans la maison sont des équipements courants. Aujourd'hui, il existe des équipements et des appareils d'éclairage à haute efficacité qui consomment 10 à 50% moins d'énergie que les équipements ordinaires. Le troisième scénario a donc consisté à réduire de moitié la consommation des lumières et équipements.

Le quatrième scénario de cette analyse combine les trois cas de figures cités ci-dessus.

Le tableau 7.2 récapitule les résultats de la simulation de ces différents scénarios.

Tableau 7.2: Présentation des résultats des différents scénarios

Consommation électrique en kWh/an	Cas de base	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3	Scénario 4
		Infiltration de 0,35 CAH	Doublment de la résistance thermique des murs	Réduction de la consommation des équipements de 50%	Réalisation des scénarios 1, 2 et 3
Pompe à chaleur	5735	4553	4728	5926	4490
Chauffage de l'eau chaude	2472,5	2820	2731	2446	2830
Équipements	4659	4659	4659	2329,5	2329,5
Besoins totaux	13550	12551	12661	11418	10162
Production PV	13655	13655	13655	13655	13655
Excès PV envoyé au réseau	105	1104	994	2237	3493
Nombres de modules requis pour avoir un excès nul	70	66	66	60	52

En adoptant un taux d'infiltration constant de 0,35 CAH, les besoins en conditionnement d'air passent de 13550 kWh à 12551 kWh, ce qui se traduit par une baisse de 21% de la consommation énergétique de la PAC. Le chauffage de l'eau domestique subit une augmentation de 14% par rapport au cas de base. Ceci s'explique par le fait que la charge de chauffage diminue, ce qui réduit le temps de marche de la PAC. Par conséquent, la consommation

électrique de la PAC diminuera ainsi que la chaleur transférée à l'eau domestique par le désurchauffeur. Le chauffage de l'eau nécessitera donc plus d'appoint électrique. Globalement, ce scénario engendre un excès d'énergie annuel d'environ 1100 kWh soit dix fois l'excès du cas de base. Cela permet de réduire la taille et conséquemment le coût du système PV qui passe de 70 modules à 66 modules.

Dans le scénario où la résistance thermique du bâtiment est doublée, la réduction de l'énergie consommée par la PAC est de 18% pour une augmentation de la demande électrique pour le chauffage de l'eau de 10%. Les besoins énergétiques annuels totaux de la maison sont réduits de 6,6%. La taille du générateur photovoltaïque est réduite de 6% comme dans le cas précédent.

Lorsque la consommation due à l'éclairage et aux équipements est réduite de moitié, la consommation de la PAC augmente de 3%. Ceci s'explique par le fait que les gains internes diminuent, ce qui augmente la quantité de chaleur à fournir par la PAC pour assurer le même confort en hiver. Il est à remarquer cependant que la chaleur fournie par la PAC est produite avec un COP élevé (> 3) alors que la conversion en chaleur de l'opération de l'éclairage et des équipements est réalisée avec un COP de 1. Ainsi, même si les gains internes annuels diminuent de 2330 kWh, la consommation de la PAC n'augmente que d'environ 200 kWh. Il faut également souligner que la réduction des gains internes en été diminue les besoins en climatisation, ce qui contribue à réduire la consommation de la PAC par rapport au cas de base. La réduction de moitié de la consommation de l'éclairage et des équipements affecte très peu l'énergie électrique requise pour le chauffage de l'eau; la réduction étant de 1% par rapport au cas de base. En résumé pour le scénario 3, les besoins totaux de la maison sont réduits de 16% et l'excès d'énergie à envoyer sur le réseau représente vingt fois l'excès du cas de base. Le générateur PV passe de 70 modules à 60 modules engendrant un potentiel de baisse de coût important.

La combinaison de ces trois scénarios permet de réduire la consommation de la PAC de 22% par rapport au cas de base. La consommation électrique pour l'eau chaude augmente cependant de 14,5%. Globalement, la consommation totale de la maison diminue de 25% par rapport au cas de base. La taille du système PV baisse de 26%.

D'autre part, il est possible d'utiliser des modules PV plus performants. Par exemple, les modules Shell PowerMax de 175W ont un rendement de 13,3% pour une surface égale à celle des modules utilisés dans la présente étude. En utilisant ces modules, la production PV passe de 13655 kWh à 16850 kWh, soit une augmentation de 20% offrant ainsi une réduction de la taille du système PV de 20% (14 modules). En combinant, ces modules performants aux trois scénarios mentionnés plus haut, on arrive à ramener le nombre total de modules à 42, soit une réduction de 40%.

Comme vient de le montrer cette analyse paramétrique, il existe encore un potentiel de réduction de la consommation énergétique de la maison. Cela engendrera une réduction de la taille du générateur photovoltaïque, donc de son coût.

7.9 Résultats de simulation de la maison pour plusieurs villes canadiennes

La maison de base a été simulée pour quelques villes canadiennes, notamment Edmonton, Toronto et Vancouver. Ces villes ont des climats différents et constituent un échantillon permettant de juger de la faisabilité technique des maisons à consommation énergétique nette nulle au Canada. Le tableau 7.3 récapitule les résultats de la simulation pour les trois villes citées ci-dessus et Montréal.

Tableau 7.3: Récapitulatif des résultats pour quatre villes canadiennes

kWh/an	Montréal	Edmonton	Toronto	Vancouver
Conditionnement de l'air	5735	6562	4968	2534
Chauffage de l'eau	2472,5	2285	2631	3573
Lumières et équipements	4659	4659	4659	4659
Pompes de circulation	683,5	816	568	278
Besoins totaux	13550	14322	12826	11044
Production PV	13655	15089	14160	12824
Excès	105	767	1334	1780

Il faut noter que l'hypothèse principale de cette analyse est que l'électricité est utilisée comme seule source secondaire d'énergie, même si pour certaines localités, notamment Edmonton en Alberta, les besoins de chauffage sont assurés généralement par l'utilisation du gaz naturel.

En comparant les besoins électriques totaux pour les quatre villes, on constate que la "zero net energy home" de Vancouver consomme moins d'énergie que les autres et que celle de Edmonton nécessite plus d'énergie. Cependant, la production PV est plus importante à Edmonton et plus faible à Vancouver. Pour tenter d'expliquer ces résultats, le nombre de degrés jours pour des températures inférieures à 15°C, les insolation ainsi que les températures extérieures moyennes pour ces quatre villes sont donnés au tableau 7.4. Les données sont tirées de la base d'Environnement Canada (Environnement Canada, 2004).

Tableau 7.4: Degrés jours (sous 15°C) et insolation des quatre villes (aéroports internationaux)

	Montréal	Edmonton	Toronto	Vancouver
Degrés jours	3749,2	4719,7	3250,6	2006,3
Température extérieure moyenne	6,1°C	2,4°C	7,5°C	10,1°C
Insolation (heures/an)	2028,7	2288,6	2037,6	1928

En comparant les tableaux 7.3 et 7.4, il ressort que les besoins totaux sont liés au nombre de degrés jours et à la température de l'air extérieur. Ainsi, pour Edmonton, par exemple, où le nombre de degrés jours est le plus grand avec la température extérieure moyenne la plus faible, les besoins énergétiques sont plus importants. Les besoins pour le conditionnement d'air constituent le poste de consommation le plus affecté par ces différences climatiques.

Par ailleurs, Edmonton est la ville où la durée d'ensoleillement effective est la plus grande; la production PV de cette ville est aussi la plus importante. Toronto et Montréal ont une insolation presque similaire. Il faut également préciser que les modules PV sont aussi plus performantes lorsque la température ambiante est basse (section 3.6.2).

Le bilan net d'énergie donne le classement suivant selon le critère du plus grand excès annuel d'énergie envoyé sur le réseau: Vancouver, Toronto, Edmonton et Montréal. Ainsi, même si Vancouver est la ville où la production PV est la plus faible, les besoins électriques sont aussi les plus faibles. Par rapport à Edmonton, la maison de Vancouver nécessite 23% moins d'énergie tandis que la production PV à Vancouver est seulement de 15% inférieure à celle d'Edmonton. En tenant compte de ces effets croisés, la maison de Vancouver est celle qui dégage le plus d'excès.

L'objectif de la maison à consommation énergétique nette nulle étant d'avoir un bilan net nul, les excès constatés au niveau des autres villes constituent en fait des potentiels de réduction de la taille du système photovoltaïque, donc du coût de l'installation.

Par la simulation de la maison de base dans plusieurs localités canadiennes avec des climats assez variés, il apparaît clairement que le concept des "zero net energy homes" utilisant le photovoltaïque peut s'étendre à plusieurs localités canadiennes. Cependant, les impacts seront assez variés selon les sources d'énergie traditionnelles dans la production d'électricité dans chaque localité.

CHAPITRE 8

EVALUATION ÉCONOMIQUE ET ENVIRONNEMENTALE

8.1 Introduction

Ce chapitre est consacré à l'évaluation économique des systèmes utilisés dans la maison à consommation énergétique nette nulle et de l'impact environnemental d'une telle maison. Les calculs effectués ici sont loin d'être exhaustifs; ils ont essentiellement pour objectif de donner un aperçu sur la rentabilité économique actuelle et faire une projection sur l'application du concept dans le futur.

8.2 Évaluation économique

8.2.1 Coût du projet

L'analyse du coût a consisté à estimer le surcoût engendré par l'utilisation du système photovoltaïque et de la pompe à chaleur géothermique par rapport à une maison conventionnelle québécoise utilisant des plinthes électriques et un climatiseur. Les calculs sont présentés dans les Tableaux 8.1 et 8.2.

Les prix du système photovoltaïque ont été obtenus auprès de Matrix Energy qui est une entreprise québécoise spécialisée dans la vente de systèmes d'énergie renouvelables. Au niveau du système de pompe à chaleur géothermique, les prix ont été fournis par AIRTECHNI, un fournisseur de pompe à chaleur géothermique.

Tableau 8.1: Coût (sans taxes) du système proposé pour la ZNEH

Désignation	Quantités	Prix unitaire	Prix total
Système PV			
Modules (SP140) de 140W crête	70	926,00 \$	64 820,00 \$
Onduleur (5,5 kW)	2	5 293,00 \$	10 586,00 \$
Accessoires et installation	1	3 000,00 \$	3 000,00 \$
Coût total du système PV			78 406,00 \$
Pompe à chaleur géothermique			
PAC de 8,75 kW	1	5 000,00 \$	5 000,00 \$
Puits géothermiques	350 pieds	14,00 \$/pieds	4 900,00 \$
Conduites d'air	1110 CFM	3,00 \$/CFM	3 330,00 \$
Divers (Tranchée, système de pompage, isolant, électricité)			1500,00 \$
Installation			2 500,00 \$
Coût total de la PAC			17 230,00 \$
Coût total du système			95 636,00 \$

Selon le tableau 8.1, le système PV coûte 78000\$CAN; les modules représentent 83% de ce montant. Chaque Watt installé revient à 8 \$CAN; ce qui se situe dans la gamme de coûts rapportée dans la littérature (section 3.7). La PAC géothermique revient à environ 17000\$CAN. Le système proposé a un donc coût total d'environ 95000\$CAN.

Le tableau 8.2 présente le coût approximatif du système de conditionnement d'une maison conventionnelle québécoise chauffée à l'électricité et possédant un climatiseur.

Tableau 8.2: Coût du système de conditionnement d'air d'une maison conventionnelle

Désignation	Quantités	Prix unitaire	Prix total
Plinthe électrique (1,5 kW)	6	350,00 \$	2 100,00 \$
Climatiseur (air-air)	1		8 000,00 \$
Coût total			10 100,00 \$

Les prix sont issus du catalogue RSMeans (RSMeans 2004, p.318). Le système conventionnel a donc un coût d'environ 10000\$CAN.

Le coût supplémentaire engendré pour transformer une maison conventionnelle en une maison à consommation énergétique nette nulle s'élève à environ 85000\$CAN. En incluant les taxes et les imprévus, ce surcoût passe à environ 100000,00 \$CAN. Les coûts d'entretien et d'exploitation sont marginaux et ne sont pas pris en compte dans cette évaluation.

8.2.2 Coût de l'énergie

En considérant que la facture électrique d'une maison à consommation énergétique nette nulle est nulle, l'économie annuelle engendrée sera équivalente à la facture électrique annuelle d'une maison conventionnelle.

L'évaluation du coût d'énergie est réalisée avec le tarif résidentiel d'Hydro-Québec. Le Tableau 8.3 ci-dessous récapitule les calculs effectués. La consommation électrique annuelle de la maison conventionnelle est de 24131 kWh tel que discuté au chapitre 7.

Tableau 8.3: Coût de l'énergie pour une résidence conventionnelle et une ZNEH située à Montréal

	Tarifs Hydro- Québec	Quantités	Unités	Coût énergie maison convention- nelle	Coût énergie ZNEH
Redevances journalières	0,4064 \$	365	Jours	148\$	0 \$
Les premiers 30kWh par jour	0,0495 \$	10950	kWh	542\$	0 \$
Reste de l'énergie	0,0624 \$	13181	kWh	822\$	0 \$
Coût total sans taxes				1 513 \$	0 \$
Coût total avec taxes				1 732 \$	0 \$

Comme le montre le tableau 8.3, le coût annuel de l'énergie de la "zero net energy home" est nulle car elle produit toute l'énergie dont elle a besoin alors que la facture annuelle de la maison conventionnelle à Montréal est de 1732\$CAN.

Tel que montré au chapitre 7, cette même maison située à Edmonton en Alberta consomme 28700 kWh d'électricité par an en supposant des modes de chauffage (tout électrique) et de climatisation identiques à la maison conventionnelle située au Québec. En se basant sur le coût moyen de l'électricité à Edmonton (0,12\$CAN/kWh selon le tableau comparatif d'Hydro-Québec (Hydro-Québec 2003), la facture d'une maison conventionnelle tout électrique serait de 3960 \$CAN contre 0 \$ pour une maison à consommation énergétique nette nulle.

Compte tenu de l'abondance des combustibles fossiles en Alberta, un chauffage au gaz des locaux et de l'eau est plus probable qu'un chauffage tout électrique.

Il est donc utile d'examiner cette situation. Pour évaluer la facture énergétique à Edmonton en tenant compte du chauffage au gaz, il est considéré que la maison utilise une fournaise avec un rendement de 0,85. En ce qui concerne le prix de vente du gaz naturel en Alberta, il existe plusieurs distributeurs et les prix varient selon le type de contrat. Nous utilisons dans ce calcul un prix moyen de 8,4\$/GJ évalué à partir des données de deux distributeurs (ENMAX et DIRECTENERGY) (Alberta Energy 2004). Le tableau 8.4 récapitule cette évaluation.

Tableau 8.4: Le coût de l'énergie pour la ZNEH située à Edmonton avec chauffage au gaz

	Besoins énergétiques (kWh/an)	Quantités d'énergie commerciale	Coût de l'énergie (\$CAN)
Chauffage de la maison	18445	66,4 GJ	558
Chauffage de l'eau	4996	18 GJ	151
Climatisation	600	600 kWh	72
Éclairage et équipements	4659	4659 kWh	559
Coût total sans taxes			1340
Coût total avec taxes			1541

Ainsi, le chauffage à Edmonton nécessite 18472 kWh pour le chauffage des locaux et 4996 kWh pour l'eau chaude sanitaire, soit au total 23468 kWh. Avec les hypothèses considérées plus haut, on obtient une consommation de gaz de 84,4 GJ par an. La consommation électrique n'inclut désormais que la consommation de l'appareil de climatisation (600 kWh) et la consommation de l'éclairage et des équipements (4659 kWh), soit au total 5259 kWh. Avec un coût du gaz de 8,4\$CAN/GJ en Alberta, le chauffage coûtera 709,2\$CAN et l'électricité 726\$CAN (avec taxes), soit une facture annuelle de 1541\$CAN.

8.2.3 Période de récupération de l'investissement

Le coût de l'énergie pour une maison conventionnelle étant considéré comme l'économie engendrée par une maison à consommation énergétique nette nulle, la période de retour sur l'investissement simple (non actualisé) est le rapport entre le coût supplémentaire du système et l'économie engendrée. La période de retour sur l'investissement est calculée pour Montréal et les deux cas de figures d'Edmonton (Tableau 8.5).

Tableau 8.5: Période de retour de l'investissement simple pour Montréal et Edmonton

	Économie annuelle (\$CAN)	Période de retour simple (ans)
Montréal	1732,22	57
Edmonton tout électrique	3960	25
Edmonton chauffage au gaz	1541	64

Avec les économies réalisées par la ZNEH, la période de retour sur l'investissement est de 57 ans pour la maison située à Montréal. La même maison située à Edmonton aura un temps de retour simple de 25 ans en considérant exclusivement l'électricité. Si le chauffage à Edmonton est au gaz, ce temps de retour sera de 64 ans. En clair, le temps de retour de l'investissement dépend énormément de la structure énergétique de la localité d'implantation de la ZNEH. Au regard des temps de retour des deux localités mentionnées, il apparaît que le projet est plus rentable à Edmonton si le chauffage est électrique qu'à Montréal à cause de la différence du coût de l'énergie et de la consommation d'énergie dans ces deux localités.

Il faut noter le cas du Québec est très particulier au Canada de par la prépondérance de l'hydroélectricité et le coût de l'énergie bas par rapport à plusieurs provinces ce qui rend le projet moins rentable.

Tel qu'on peut le constater, le principal handicap des systèmes PV demeure leur coût élevé, soit 8\$CAN par Watt installé dans le cas présent. Le rythme d'accroissement du marché PV et la chute des prix permettent cependant de prévoir la rentabilité de ces systèmes d'ici l'horizon 2020-2030 (Ayoub et al. 2001). Pour que le présent système PV de la ZNEH soit rentable, il faudrait sans doute réduire le coût aux environs de 1\$CAN/Watt installé ce qui permettrait d'avoir une période de retour sur l'investissement de moins de 10 ans.

8.3 Impact environnemental

8.3.1 Énergie intrinsèque des modules PV

La maison est connectée au réseau électrique conventionnel qui sert de moyen de stockage d'électricité et élimine ainsi l'utilisation des batteries d'accumulateurs. Cela permet d'éliminer deux problèmes : le surcoût qu'engendrerait les batteries et le problème environnemental posé par leur recyclage à la fin de leur vie à cause des métaux lourds (Plomb, Lithium, Cadmium...) qu'elles contiennent.

En opération, les systèmes photovoltaïques n'émettent pas de gaz polluants. Cependant, ils referment une énergie et des émissions gaz à effet de serre (GES) intrinsèques liées à leur production. De plus, les modules requièrent des châssis et des supports qui renferment eux aussi de l'énergie et des émissions CO₂ intrinsèques. Cette énergie et les émissions de GES qui y sont associées sont évaluées en utilisant les travaux de Alsema (2000) qui utilise les hypothèses suivantes :

- La fabrication des cellules nécessite uniquement de l'énergie sous forme d'électricité. Selon Alsema (2000), cette hypothèse est proche de la réalité.
- Les châssis et supports sont fabriqués en aluminium à partir d'énergie électrique.

Le tableau 8.6 présente l'énergie électrique requise pour la fabrication du système PV utilisé dans le présent travail.

Tableau 8.6: Évaluation de l'énergie électrique requise pour la fabrication du système PV de 9,8 kW crête

	Intensité en énergie	Quantités	Énergie totale (kWh)
Fabrication des cellules	554,2 kWh/m ²	85,4 m ² de modules	47329
Châssis	48,6 kWh/m ²	85,4 m ² de modules	4150
Support d'installation	68,1 kWh/m ²	85,4 m ² de modules	5816
Onduleur	0,1 kWh/W	10000 W	1000
Energie électrique totale	-	-	58295
Électricité requise par W crête	-	-	5,95

Cette électricité est produite à partir de diverses sources d'énergie primaire selon la localisation de l'usine de fabrication des modules. Selon Aselma (2000), la répartition de l'électricité utilisée dans la fabrication des modules en Europe se présente comme suit : 50% de nucléaire et d'hydroélectricité, 20% pour le charbon, 10% pour le fuel et 10% pour le gaz. De plus, nous supposons que le 50% associé au nucléaire et à l'hydroélectricité est réparti également entre ces deux sources. Pour des fins de comparaison, les pourcentages de chaque source d'énergie primaire dans la structure de production d'électricité au Québec, en Alberta, et pour l'ensemble du Canada sont présentés dans le tableau 8.7 ci-dessous.

Tableau 8.7: Structure de production d'électricité par sources d'énergie primaire (%)

Provinces	Charbon	Fuel	Gaz naturel	Nucléaire	Hydro
Alberta	84	8	8	0	0
Québec	0	1,1	1,1	1,1	96,7
Canada	19	3,5	3,5	12	62
Europe (Aselma 2000)	20	10	10	25	25

En faisant l'hypothèse de la production des modules PV dans quatre régions géographiques (Europe, Québec, Alberta, Canada), la part de chaque source primaire dans l'électricité requise pour la fabrication des modules a été calculée. Pour les calculs, nous avons considéré les rendements de centrales de production d'électricité selon différentes sources comme montrés dans le tableau 8.8. Les rendements des centrales au charbon, au fuel et au gaz sont donnés par Hydro-Québec pour les technologies typiques actuelles (Gagnon 2003). Le rendement d'une centrale hydroélectrique prend en compte les rendements de la turbine (qui varie entre 80 et 90%) et de la génératrice qui varie entre 93 et 97%. Ce rendement tient aussi compte de diverses pertes (transformateur, transport, électricité parasite...). En tenant compte de ces rendements et pertes, le rendement global de la centrale tournera autour de 85% (RETScreen 2004). Quant aux centrales nucléaires, le rendement utilisé est fourni par le Commissariat de l'Énergie Atomique [CEA] (2004).

Tableau 8.8: Rendement typique de centrales de production d'électricité

Centrale de production d'électricité	Rendement (%)
Charbon	32
Fuel	32
Gaz	49
Hydroélectricité	85
Nucléaire (CEA 2004)	33

Ce tableau sera utilisé pour calculer l'énergie primaire nécessaire pour la fabrication du système PV par source d'énergie et pour les quatre régions géographiques définies plus haut.

Le tableau 8.9 présente l'évaluation de l'énergie primaire requise pour la production de 85,4 m² de panneaux PV incluant les supports et châssis. L'énergie primaire requise diffère d'une région à l'autre à cause du rendement de chaque type de centrale de la production d'électricité.

Ce tableau montre aussi le temps de retour de l'énergie pour le Québec et l'Alberta. Ce temps de retour représente le nombre d'années de production des systèmes PV requises pour égaler la quantité d'énergie utilisée lors de la fabrication de ces mêmes systèmes. Trois temps de retour sont évalués. Le premier se base sur l'électricité requise pour la fabrication des modules alors que les deux autres sont basés sur l'énergie primaire totale et de l'énergie primaire non-renouvelable.

Tableau 8.9: Évaluation de l'énergie primaire requise pour la production de 85.4 m² de panneaux PV incluant les supports et châssis dans différentes régions

MJ	Europe	Québec	Alberta	Canada
Charbon	10121	0	42506	9615
Fuel	5060	556	4049	1771
Gaz	3361	363	2644	1156
Hydro	4763	18422	0	11811
Nucléaire	12268	540	0	5889
Énergie primaire totale (MJ)	40200	19881	49199	30242
Énergie primaire totale non-renouvelable (MJ)	35437	1459	49199	18431
Électricité requise pour la production du système PV (en MJ)	16193	16193	16193	16193
Énergie produite par le système PV (en MJ)	-	3793	4191	-
Temps de retour de l'énergie électrique (ans)	-	4,3	3,9	-
Temps de retour de l'énergie primaire (ans)	-	5,2	11,7	-
Temps de retour de l'énergie totale non-renouvelable (ans)	-	0,4	11,7	-

Comme le montre le tableau 8.9, l'hypothèse de la fabrication des modules au Québec nécessite moins d'énergie primaire comparativement aux trois autres régions. Cela s'explique par l'efficacité et la prépondérance des centrales hydroélectriques au Québec. Les énergies renouvelables représentent 92% du contenu énergétique des modules produites au Québec. En Alberta, la fabrication des modules prendra plus d'énergie (2,5 fois l'énergie requise au Québec). En plus, cette énergie est à 100% non renouvelable donc épuisable.

Au Canada, les énergies non renouvelables représentent 61% du contenu énergétique du système.

L'évaluation du temps de retour de l'énergie montre que les conclusions peuvent être optimistes ou pessimistes selon l'approche adoptée. En considérant l'électricité utilisée pour fabriquer le système PV, le temps de retour pour le Québec (Montréal) est donc de 4,3 années alors que le temps de retour de l'énergie primaire est de 5,2 ans pour des modules produits au Québec. Le temps de retour de l'énergie primaire non renouvelable est de 0,4 an (5 mois) au Québec. Si les modules utilisés à Montréal sont fabriqués en Europe le temps de retour de l'énergie primaire totale sera de 10,6 ans ($= 40200/3793$) et il sera de 9,3 ans ($= 35437/3793$) dans le cas de l'énergie primaire non renouvelable. Dans le cas de l'Alberta, l'approche de l'électricité intrinsèque dans l'évaluation du temps de retour est très optimiste (3,9 ans) alors que lorsqu'on remonte à la source primaire le temps de retour de l'énergie est de 11,7 ans. Lorsqu'on compare ces temps de retour à la durée de vie des systèmes PV de 25 ans, il apparaît encore ici l'avantage que représente la production des modules PV au Québec. Les modules produiront au quart de leur durée de vie l'énergie qui a été utilisée pour les fabriquer.

8.3.2 Émissions de GES intrinsèques des modules PV

Les émissions intrinsèques sont liées à l'énergie intrinsèque des modules PV et dépendent donc des options de production de l'électricité utilisée pour leur fabrication. Le tableau 8.10 présente les émissions de GES de quelques options de production d'électricité. Ce tableau reprend quelques options tirées du tableau 3.3 (Gagnon 2003).

Tableau 8.10: Émissions de GES de quelques options de production d'électricité en Amérique du Nord

Options de production	Technologie typique (g éq. CO ₂ /kWh)	Technologie performante (g éq. CO ₂ /kWh)
Mazout	999	841
Gaz naturel	499	422
Nucléaire	16	6
Hydro	33	10
Charbon	1022	941

En reprenant la même démarche utilisée pour déterminer l'électricité intrinsèque par source d'énergie primaire, on arrive à évaluer les émissions de GES intrinsèques des modules PV utilisés. Les données des tableaux 8.9 et 8.10 (technologie typique) sont utilisées pour les calculs. Les résultats sont récapitulés dans le tableau 8.11. Les émissions de GES en Europe sont calculées en utilisant le facteur d'émissions de 0,57 kg équivalentCO₂ par kWh électrique utilisé (Aselma 2000).

Tableau 8.11: Émissions de GES intrinsèques liées au système PV (85.4 m²) produit dans différentes régions (kg équivalent CO₂)

	Europe	Québec	Alberta	Canada
Charbon	-	0	49981	11305
Fuel	-	640	4653	2036
Gaz	-	320	2324	1017
Hydro	-	1858	0	1191
Nucléaire	-	10,2	0	112
Émissions totales	33228 (Alsema)	2828	56958	15661

Ainsi, si les modules PV utilisés sont fabriqués au Québec, les émissions de GES intrinsèques seraient d'environ 3 tonnes équivalent CO₂ alors qu'en

Alberta il serait de 57 tonnes équivalent CO₂. Il apparaît donc qu'une usine de fabrication de modules PV au Québec serait profitable pour l'environnement.

En plus, il faut prendre en compte le fait que le Québec pratique l'un des coûts d'électricité les plus bas au monde. Cela réduira les coûts de fabrications des modules donc son coût de vente sur le marché.

8.3.3 Émissions de GES liées au fonctionnement de la maison

L'analyse de l'impact environnemental du système photovoltaïque de la ZNEH implique une analyse de cycle de vie qui prend en compte non seulement l'énergie intrinsèque et les émissions intrinsèques discutées dans les sections précédentes mais aussi l'énergie et les émissions en fonctionnement.

Sur la base des tableaux 8.7 et 8.10, les émissions de GES d'une maison conventionnelle sont déterminées pour le Québec, l'Alberta et l'ensemble du Canada.

Dans ce tableau, les émissions de GES sont évaluées par :

$$\text{GES} = \sum \text{CO}_{2i} \times p_i$$

où GES représente les émissions de GES pour 1 kWh d'électricité produite, CO_{2i} est l'intensité en équivalent CO₂/kWh électrique de la source d'énergie primaire i et p_i est le pourcentage de la source d'énergie i dans la production d'électricité.

Le tableau 8.12 présente les résultats de l'évaluation.

Tableau 8.12: Intensité en CO₂ de l'électricité consommée au Canada

	Émissions de GES (g équivalent CO ₂ /kWh)
Montréal	49
Edmonton	978
Canada	267

Les tableaux 8.13, 8.14 et 8.15 montrent une analyse de cycle de vie sur 25 ans en évaluant la consommation d'énergie conventionnelle et les émissions intrinsèques et de fonctionnement d'une maison conventionnelle comparativement à une maison à consommation énergétique nette nulle utilisant le photovoltaïque.

Tableau 8.13: Comparaison sur le cycle de vie de la consommation d'électricité d'une maison conventionnelle et de la ZNEH

	Maison conventionnelle			ZNEH		
	Fabri- cation des modules	Fonction nement (kWh/an)	Total sur 25 ans (kWh)	Fabri- cation des modules	Fonction nement (kWh/an)	Total sur 25 ans (kWh)
Montréal	0	24131	603275	58295	0	58295
Edmonton (tout électrique)	0	28700	717500	58295	0	58295
Canada	0	22433	560825	58295	0	58295

Le tableau 8.13 ci-dessus indique qu'en fonctionnement la zero net energy home ne consomme pas de l'énergie du réseau électrique local sur la base d'un bilan annuel. Sur le cycle de vie, l'énergie conventionnelle consommée a juste servi à fabriquer les modules. Par contre la maison conventionnelle consomme

de l'énergie conventionnelle pour son fonctionnement. Pour Montréal, la maison conventionnelle consomme 603275 kWh sur 25 ans alors que la ZNEH ne consomme que 58295 kWh d'électricité conventionnelle.

En regardant de plus près ce qui se passe au niveau de l'énergie primaire, on obtient le tableau 8.14 qui suit.

Tableau 8.14: Comparaison sur le cycle de vie de la consommation d'énergie primaire d'une maison conventionnelle et de la ZNEH

		Maison conventionnelle (aucune énergie pour la fabrication des modules)		ZNEH (aucune énergie de fonctionnement)	
		Fonctionne- ment (MJ/an)	Total sur 25 ans (MJ)	Fabrication des modules (MJ)	
				Europe	Québec
Montréal	Primaire total	8228	205700	40200	19881
	Primaire non renouvelable	602	15050	35437	1459
Canada	Primaire totale	11638	290950	40200	19881
	Primaire non renouvelable	7093	177325	35437	1459

Les résultats présentés dans ce tableau montrent que pour Montréal, la maison conventionnelle consomme 205700 MJ d'énergie primaire sur 25 ans. De ce total, 15050 MJ représente de l'énergie primaire non renouvelable donc épuisable. Si les modules sont fabriqués en Europe, la ZNEH aura une consommation d'énergie primaire non renouvelable de 35437 MJ. Ceci signifie qu'en termes de consommation d'énergie primaire non renouvelable sur 25 ans, la maison conventionnelle l'emporte sur la ZNEH. Cependant, si les modules étaient fabriqués au Québec la consommation d'énergie primaire non

renouvelable de la ZNEH serait environ 10 fois inférieure à la consommation d'énergie de la maison conventionnelle (1459 MJ vs 15050 MJ). Pour le Canada, les ZNEH consomment moins d'énergie primaire non renouvelable que les maisons conventionnelles peu importe le lieu de fabrication des modules.

Tableau 8.15: Comparaison sur le cycle de vie des émissions de GES d'une maison conventionnelle et de la ZNEH (unités : tonnes équivalentsCO₂)

	Maison conventionnelle			ZNEH		
	Fabri- cation des modules	Fonction- nement (téq.CO ₂ par an)	Total sur 25 ans (téq.CO ₂)	Fabri- cation des modules (téq.CO ₂)	Fonction- nement (téq.CO ₂ par an)	Total sur 25 ans (téq.CO ₂)
Montréal	0	1,2	30	33	0	33
Edmonton	0	28	700	33	0	33
(tout électrique)						
Canada	0	6	150	33	0	33

Dans le tableau 8.15, les émissions de GES liées à la ZNEH sont celles calculées pour l'Europe sachant que certains des modules Shell Solar sont produits en Allemagne. L'analyse de cycle de vie présentée dans le tableau 8.15 montre que le système photovoltaïque utilisé dans la "zero net energy home" de Montréal émet 33 tonnes équivalent CO₂ de GES alors que la maison conventionnelle en émet une quantité similaire soit 30 tonnes équivalents CO₂. Pour l'Alberta et le Canada en général, la ZNEH permettra de réduire de façon significative les émissions de GES. Dans le cas où les modules sont fabriqués au Québec, la ZNEH n'émettrait que 3 tonnes équivalent CO₂ contre 30 tonnes équivalent CO₂ pour la maison conventionnelle, soit 10 fois moins.

Bien que ce chapitre donne des chiffres sur certains aspects de la faisabilité économique et de la production de GES d'une "zero net energy home", il n'étudie pas en profondeur toutes les composantes de la maison ainsi que tous les types d'impact environnementaux. Il y a lieu de faire une analyse de cycle de vie complète des deux types de maisons pour déterminer quelles mesures d'efficacité énergétique sont plus rentables économiquement et les moins néfastes pour l'environnement.

CONCLUSION

Au Canada, les résidences consomment 17% de l'énergie et émettent 15,6% des gaz à effet de serre (GES). Elles offrent ainsi un potentiel d'économies d'énergie et de réduction des émissions de GES non négligeables. Les maisons à consommation énergétique nette nulle (que l'on désigne généralement par l'acronyme ZNEH qui signifie "Zero Net Energy Homes"), de par leur efficacité énergétique et l'utilisation de sources d'énergie renouvelables, constituent donc une réponse appropriée à la problématique de l'épuisement des ressources et des changements climatiques.

L'objectif principal de la présente étude est de réaliser des simulations énergétiques portant sur des ZNEH dans le but de démontrer qu'il est possible d'avoir un bilan énergétique annuel nul en utilisant des technologies existantes.

Les simulations énergétiques sont réalisées à l'aide du logiciel TRNSYS15 associé à l'interface IISiBat 3.0. Ce logiciel permet de simuler les systèmes thermiques sous forme de modules modélisant chaque composant du système. Les différents composants de la maison sont modélisés en utilisant des modèles standard de TRNSYS, des modèles commercialement disponibles (provenant de la compagnie TESS) et des modèles réalisés à l'École Polytechnique. Ces différents modèles sont fiables et ont été éprouvés par plusieurs travaux répertoriés dans la littérature. Le logiciel TRNSYS s'est avéré être un excellent outil pour cette étude.

Les caractéristiques principales de la maison simulé sont : les résistances thermiques des murs et du toit sont respectivement de $4,74 \text{ m}^2\text{C/W}$ et $8,92 \text{ m}^2\text{C/W}$ avec un coefficient UA global de $98,4\text{W/}^\circ\text{C}$; l'infiltration d'air moyenne est de 0,35 CAH (variant de 0,1 CAH à 1 CAH) ; la consommation d'eau chaude

est de 240 litres par jour; le nombre de personnes abritées est 4. Pour ce type de maison, les besoins énergétiques en chauffage sont de 13905 kWh, en eau chaude de 4986 kWh, en climatisation de 1742 kWh, et de 4659 kWh pour l'éclairage et les équipements. Si on suppose que le chauffage est tout électrique et que le COP de l'appareil de climatisation est égal à 3 alors les besoins électriques totaux de cette maison sont de 24131 kWh.

Cette maison conventionnelle est modifiée pour en faire une maison à consommation énergétique nette nulle en ajoutant les équipements suivants :

- une PAC géothermique commerciale dont le COP annuel moyen est 3,4.
- Une désurchauffeur (incorporé à la PAC) qui permet d'assurer 50% des besoins énergétiques pour le chauffage de l'eau domestique.
- un échangeur géothermique d'une longueur de 100 m.
- 84,5 m² de modules PV disponibles dans le commerce dont le rendement nominal est de 11,5% et la puissance installée est de 9,8 kW crête

Les simulations énergétiques réalisées au cours de la présente étude permettent de tirer les conclusions énumérées dans ce qui suit.

Il est possible de réaliser des ZNEH au Canada avec des technologies existantes. A Montréal, par exemple, les besoins énergétiques annuels de la ZNEH étudiée sont de 13550 kWh alors que le système PV produit 13655 kWh par an (160 kWh/an/m² de module PV), donnant un bilan essentiellement nul. Au niveau du distributeur d'électricité, les implications d'une ZNEH sont importantes. Ainsi, pour la maison tout électrique conventionnelle, le distributeur électrique devra fournir 24131 kWh et la demande de pointe sera de 9,8 kW. Dans le cas de la ZNEH, le distributeur électrique n'a plus qu'à fournir 8957 kWh d'électricité sur une base annuelle et la demande de pointe n'est plus que de 3,85 kW. Outre l'utilisation d'un système PV, cette réduction s'explique par

l'utilisation d'une PAC géothermique qui permet de réduire les besoins électriques de 44% par rapport à la même maison chauffée à l'électricité. Il y a également lieu de signaler que la consommation de la ZNEH à Montréal représente une intensité énergétique de 87 kWh/m²/an comparativement à la moyenne canadienne qui est de 256 kWh/m²/an.

Par ailleurs, une analyse paramétrique révèle que si les ZNEH utilisent des technologies existantes encore plus énergétiquement efficaces, il est possible de réduire la taille des coûteuses installations photovoltaïques. Ainsi, en combinant les trois scénarios analysés (doublement de la résistance thermique des parois de la maison, réduction de l'infiltration d'air à 0,35 CAH et réduction de moitié de la consommation des équipements), il est possible de réduire la taille des systèmes PV de 26%. En utilisant des modules PV plus performants (avec un rendement de 13,3% au lieu de 11,5%), cette réduction atteint 40%.

Tel que le démontre l'étude économique présentée au chapitre 8, les ZNEH ne sont pas encore économiquement rentable au Canada surtout à cause du coût encore élevé du système PV. Ainsi, le système PV de la ZNEH étudiée est de 8\$CAN par watt installé, ce qui donne un temps de retour simple sur l'investissement de 57 ans pour une telle maison construite à Montréal. Cependant, les perspectives sont bonnes pour le moyen terme et la compétitivité de l'électricité photovoltaïque est prévue d'ici l'horizon 2020-2030.

L'énergie photovoltaïque est une voie appropriée pour la réalisation des ZNEH. Contrairement à l'idée véhiculée sur l'inadéquation du photovoltaïque pour des climats froids tel que celui du Canada, cette étude vient démontrer que l'énergie photovoltaïque est une voie du futur en matière énergétique. En utilisant des technologies appropriées, elle s'adapte mieux aux ZNEH par la flexibilité de son utilisation (composant de l'enveloppe, toit, non bruyant...). De plus, l'énergie

photovoltaïque renferme un potentiel important de réduction des émissions des gaz à effet de serre au Canada.

Cependant, les systèmes photovoltaïques renferment de l'énergie et des émissions de GES intrinsèques liées à leur fabrication. Pour des modules fabriqués en Europe, l'énergie primaire intrinsèque sera de 40200 MJ dont 88% d'énergie non renouvelable. Par contre au Québec, la fabrication des modules ne nécessitera qu'environ 19900 MJ d'énergie primaire dont seulement 8% de sources non renouvelables. En considérant l'électricité utilisée pour fabriquer le système PV, le temps de retour (i.e. temps requis pour que le système PV produise autant d'énergie que celle utilisée lors de sa fabrication) pour la ZNEH construite à Montréal est de 4,3 années alors que le temps de retour de l'énergie primaire est de 5,2 ans pour des modules fabriqués au Québec. Le temps de retour de l'énergie primaire non renouvelable est de 0,4 an (5 mois) au Québec. Si les modules utilisés à Montréal sont fabriqués en Europe le temps de retour de l'énergie primaire non renouvelable est de 9,3 ans.

L'analyse de cycle de vie effectuée montre que le système photovoltaïque utilisé dans la ZNEH de Montréal émet 33 tonnes équivalent CO_2 de GES (liés à la fabrication du système en Europe) alors que la maison conventionnelle en émet une quantité similaire soit 30 tonnes équivalent CO_2 pour son fonctionnement. Dans le cas où les modules sont fabriqués au Québec, la ZNEH n'émettrait que 3 tonnes équivalent CO_2 contre 30 tonnes équivalent CO_2 pour la maison conventionnelle.

Bien que ce travail ait atteint les objectifs visés, la recherche sur les ZNEH doit être approfondie. Au cours de ce travail, aucune expérimentation n'a été réalisée. Il serait utile, par exemple, de comparer la production d'un système PV expérimental aux résultats obtenus par le modèle du système PV, soit le

TYPE94 de TRNSYS. Il serait également pertinent de construire une ZNEH pour confronter les simulations à la réalité.

La conception de la maison peut également être améliorée en tirant profit au maximum du solaire (passif et actif) pour réduire la charge de chauffage et de climatisation de la maison et produire l'eau chaude domestique.

Enfin, le concept de "zero energy cost" qui permet d'avoir une facture énergétique nulle sans nécessairement avoir un bilan énergétique nul mérite d'être exploré pour voir l'alternative qu'il offre au coût lié aux ZNEH.

Finalement, une attention particulière doit être accordée à l'impact des ZNEH en menant une analyse de cycle de vie plus poussée. Cette analyse doit pouvoir évaluer entre autre:

- l'énergie intrinsèque d'une ZNEH toute entière en la comparant à celle d'une maison ordinaire,
- les émissions de GES associées à une ZNEH toute entière en la comparant à celles d'une maison ordinaire,
- les économies engendrées par les ZNEH en tenant compte à la fois du coût des économies d'énergie et du coût des émissions de GES évitées par la maison,
- l'impact des ZNEH sur le réseau des distributeurs électriques.

REFERENCES

AGENCE INTERNATIONALE DE L'ÉNERGIE. 2002. Photovoltaic Power Systems Programme 2002. [En ligne]. <http://www.oja-services.nl/iea-pvps/pv/home.htm> (page consultée le 9 juillet 2004).

ALBERTA ENERGY. 2004. Energy Rate Summary. Rates of Wednesday November 3 2004. [En ligne]. <http://www.customerchoice.gov.ab.ca/elect/images/summary.pdf> (consultée le 3 novembre 2004).

ALSEMA, E.A. 2000. Energy Pay-back Time and CO₂ Emissions of PV Systems. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, vol.8, p.17-25.

ASHRAE. 1981. Handbook of fundamentals, Chapter 26.

ASHRAE. 1997. WYEC2, Weather Year for Energy Calculations. ASHRAE, Inc. Atlanta.

AYOUB, J., DIGNARD, L., FILION, A. 2001. Photovoltaics for buildings: opportunities for Canada. CANMET-CTEC Number 2001-123(TR)/21-12-2001. [En ligne]. <http://cetc-varennnes.nrcan.gc.ca/eng/publication/r2001-123f.html> (page consultée le 2 juin 2003).

BERNIER, M. 2001. "Ground-Coupled Heat Pump System Simulation". ASHRAE Transactions, vol.106, pt.1, p.605-616.

BERNIER, M. 2002. "Uncertainty in the Design Length Calculation for Vertical Ground Heat Exchangers". ASHRAE Transactions, vol.108, pt.1, pp.939-944.

BERNIER, M., RANDRIAMIARINJATOVO, D. 2001. "Annual Simulation of Heat Pump Systems with vertical Ground heat Exchangers". Proceedings of the

Canadian Conference on Building Energy Simulation. p.163-170. Ottawa. June 2001.

BERNIER, M.A. 2003. GEOEASE Version 2, logiciel développé pour les besoins internes de EDF.

BERNIER, M.A., PINEL, P., LABIB, R., PAILLOT, R. 2004. "A Multiple Load Aggregation Algorithm for Annual Hourly Simulations of GCHP Systems", Int. J. of Heating, Ventilating, Air-Conditioning and Refrigeration Research, vol.10, no.4, p. 471-488, octobre 2004.

BIAOU, A.L., BERNIER, M., FERRON, Y. 2004. "Simulation of Zero Net Energy Homes". Proceedings of the Canadian conference on Building Energy Simulation, p.19-26. Vancouver. June 2004.

BP SOLAR. 2002. The science of photovoltaics. [En ligne]. <http://www.bpsolar.com> (page consultée le 2 juillet 2004)

CANADIAN SOLAR INDUSTRIES ASSOCIATION. 2004. Net-Zero Energy Home Coalition Launched. [En ligne]. <http://www.cansia.ca/releases/NR-60.doc> (page consultée le 25 mai 2004).

CENTRE FOR ANALYSIS AND DISSEMINATION OF DEMONSTRATED ENERGY TECHNOLOGIES. 1999. Zero-energy House with Solar Panels Built at the Coldest Place in Japan. Brochure N°100, 1st January 1999. [En ligne]. <http://www.caddet-ee.org/brochures/index.php> (page consultée le 18 juin 2004).

CINQUEMANI, V., OWENBY, J.R., BALDWIN, R.G. 1978. Input data for solar systems. U.S. Department of Energy.

CLIMATE MASTER. 1995. E Series – E030 model, Water source heat pumps.

COMMISSARIAT DE L'ÉNERGIE ATOMIQUE. 2004. L'énergie. [En ligne].
<http://www.cea.fr/fr/pedagogie/Energie/index.html> (page consultée le 5 novembre 2004).

Dignard-Bailey, L. 2002. *Situation Présente et Évolution du Photovoltaïque*. Rapport Annuel Canadien 2002. Centre de la Technologie de l'Énergie de CANMET-Varennnes. Ressources Naturelles Canada.

DIGNARD-BAILEY, L., FILION, A. 1998. Technologies photovoltaïques au Canada. État et perspectives 1998. LREDEC. CANMET-Varennnes. [En ligne].
http://cetc-varennnes.nrcan.gc.ca/fr/er_re/pvb/p_p.html (page consultée le 2 juin 2003).

DUFFIE, J. A., BECKMAN, W. A. 1980. *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons. New York, 762p.

DUMAS, C. 1994. Température de l'eau dans l'aqueduc de Montréal. [En ligne].
http://www.ashrae-mtl.org/text/f_ashrae.html (page consultée 17 novembre 2003).

DUTIL, J.P. 2003. Création d'un programme sur TRNSYS permettant de calculer les pertes de chaleur dans un sous-sol. Projet de fin d'études en génie mécanique, École Polytechnique de Montréal.

ECKSTEIN, J.H. 1990. *Detailed Modelling of Photovoltaic System Components*, M.Sc. thesis, University of Wisconsin – Madison.

ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY. 2000. Zero Net Energy Buildings, Outreach and action Plan. [En ligne]. <http://www.eere.energy.gov/solarbuildings/pdfs/zne.pdf> (page consultée le 11 juin 2003).

ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY. 2003. Zero energy buildings. [En ligne]. <http://www.eere.energy.gov/buildings/zeroenergy> (page consultée le 11 juin 2003).

ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY. 2003. <http://www.eere.energy.gov/buildings/zeroenergy> (page consultée le 11 juin 2003).

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. 2004. Monthly Energy Review June 2004. [En ligne]. www.eia.doe.gov (page consultée le 14 septembre 2004).

ENERGY STAR. Energy Star qualified products. [En ligne] <http://www.energystar.gov> (page consultée le 10 mai 2004).

ENERINFO. 2000. Building an Energy Efficient Home. Nova Scotia Department of Natural Resources.

ENVIRONNEMENT CANADA. 2004. Normales climatiques au Canada 1971-2000. [En ligne]. http://climate.weatheroffice.ec.gc.ca/climate_normals/results_f.html (page consultée le 12 juillet 2004).

FÉDÉRATION DE L'INDUSTRIE SOLAIRE EUROPÉENNE. 1996. Rayonnement solaire global quotidien moyen (valeurs moyennes 1966-1975). Etude "Sun in Action" réalisée dans le cadre du programme Altener de la Commission Européenne DG XVII.

FRY, B. 1998. *Simulation of Grid-Tied Building Integrated Photovoltaic Systems*. M.Sc. thesis. University of Wisconsin - Madison.

GAGNON, L. 2003. *Comparaison des options de production d'électricité*. [En ligne]. Hydro-Québec Environnement. [En ligne]. <http://www.hydroquebec.com/environnement> (page consultée le 14 mai 2004)

GHONEIM, A. A., AL-HASSAN, A. Y., ABDULLAH, A. H. 2002. "Economic Analysis of Photovoltaic-Powered Solar Domestic Hot Water Systems in Kuwait". *Renewable Energy*, vol.25. p.81-100.

GILIJAMSE, W. 1995. Zero-energy Houses in the Netherlands. In: *Proceedings of IBPSA 95*. Madison, Wisconsin, USA, August 14-16, 1995. p.276-283.

GOW, J.A., MANNING, C.D. 1999. "Development of a Photovoltaic Array Model for Use in Power-electronics Simulation Studies". *IEEE Proceedings-Electronic Power Applications*, vol.146 (2), p.193-200. DOI:10.1049/ip-epa:19990116

GUNES, B. M., ELLIS, M.W. 2003. "Evaluation of Energy Environmental, and Economic Characteristics of Fuel Cell Combined Heat and Power Systems for Residential applications". *ASME Transactions*. vol.125, p.208-220.

HAMMADA, Y., NAKAMURA, M., OCHIFUJI, K., YOHOYAMA, S., NAGANO, K. 2003. Development of database of low energy homes around the world and analyses of their trends. *Renewable Energy*, vol.28, p.321-328.

HELLSTRÖM, G. 1991. Ground Heat Storage: Thermal Analysis of Duct Storage Model. University of Lund.

HELLSTRÖM, G., MAZZARELLA, L., PAHUD, D. 1996. "Duct ground storage model – TRNSYS version". Department of Mathematical Physics, University Of Lund, Sweden.

HOVE, T. 2000. "A Method for Predicting Long-term Average Performance of Photovoltaic Systems". *Renewable Energy*. Vol. 21. p. 207-229.

HULOT, J. 2004. Modification du désurchauffeur du TYPE 197. Rapport de stage sur les modifications du TYPE 197. Hiver 2003. Département de génie mécanique, École Polytechnique de Montréal.

HYDRO QUÉBEC. 2003. Comparaison des prix de l'électricité dans les grandes villes nord-américaines. Tarifs en vigueur le 1^{er} mai 2003. [En ligne]. http://www.hydroquebec.com/publications/fr/comparaison_prix/2003/pdf/comp_2003_fr.pdf (page consultée le 12 juillet 2004).

HYDRO QUÉBEC. 2004. Tableau de la consommation des appareils. [En ligne]. http://www.hydroquebec.com/residentiel/mieuxconsommer/calcul_consom.html (page consultée le 2 juin 2004)

INGERSOLL, L.R., ZOBEL, O.J., INGERSOLL, A.C. (1954). Heat Conduction With Engineering, Geological, And Other Applications. University Of Wisconsin Press.

IQBAL, M.T. 2004. "A Feasibility Study of a Zero Home in Newfoundland". Renewable Energy, vol.29, p.277-289.

KADAM, S. 2001. Zero net Energy Buildings: Are they economically feasible? Sustainable Energy Proceedings. [En ligne]. <http://web.mit.edu/10.391/www/proceedings/Kadam2001.pdf> (page consultée le 12 août 2003).

KLEIN, S.A. 2003. EES-Engineering Equation Solver, F-Chart software. Madison, Wisconsin.

KLEIN, S.A., et al. 2000. TRNSYS - Reference Manual. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison. Madison, WI (USA).

LEMIRE, N. 1999. *Étude sur les Systèmes de Pompes à Chaleur Géothermiques*. Thèse de M.Sc.A. Département de génie mécanique, École Polytechnique de Montréal. 189 pages.

MATRIX ENERGY. 2004. Catalogue 2004. www.matrixenergy.ca

MEI, V.C., EMERSON, C.J. 1985. "New Approach for Analysis of Ground-Coil Design for Applied Heat Pump systems". ASHRAE Transactions, vol.91, pt.2, p.1216-1224.

MESSENGER, R.A., VENTRE, J. 2004. Photovoltaic Systems Engineering, 2nd edition, CRC press.

MITALAS, G.P. 1987. "Calculation of below-grade residential heat loss: low-rise residential buildings". ASHRAE Transactions, vol.93, pt.1.

MURAYA, N.K.; O'NEAL, D.L., HEFFINGTON, W.M. 1996. "Thermal Interference of Adjacent Legs in Vertical U_Tube Heat Exchanger for a Ground-Coupled Heat Pump. ASHRAE Transactions, vol.102, pt.2, p.12-21.

OFFICE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE. 2000. Test d'étanchéité à l'air des maisons R-2000. [En ligne]. <http://oeenrncan.gc.ca/r-2000/francais/public/> (page consultée le 15 septembre 2003).

OFFICE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE. 2004. Energy Efficiency Trends in Canada, 1990 to 2002. [En ligne]. http://oeenrncan.gc.ca/neud/dpa/data_e/Trends04/TofC.cfm?text=N&printview=N (page consultée le 25 mai 2004).

OFFICE DE L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE. 2004. Le chauffage et le refroidissement à l'aide d'une thermopompe. Pompes géothermiques. [En ligne]. http://oeenrncan.gc.ca/publications/infosource/pub/home_f/Chauffage_thermopompe5.cfm (page consultée le 10 mai 2004).

ORGANISATION DES PAYS PRODUCTEURS ET EXPORTATEURS DE PÉTROLE. 2000. [En ligne]. <http://www.opec.org> (page consulté le 14 septembre 2004).

PATEL, M. R. 1999. Wind and Solar Power Systems. CRC press.

PERLMAN, M., MILLS, B.E. 1985. "Development of Residential Hot Water Use Patterns". ASHRAE Transactions, vol. 91, pt.2, p.657-679.

PRATSCH, L.W. 2003. Zero Energy Buildings. U.S. Department of Energy, 2003 RESNET Conference. San Diego, California. February 25, 2003.

REIJENGA, T. 2000. Energy Efficient and Zero-Energy Building in the Netherlands. International Workshop on Energy Efficiency in Building in China for the 21st Century. CBEEA Beijing. December 2000.

RENEWABLE ENERGY WORLD. 2002. Photovoltaics. July-August 2002.

RETSCREEN. 2004. Petite centrale hydroélectrique. [En ligne].
http://www.etscreen.net/fr/g_small.php (page consultée le 5 novembre 2004).

RICHARD, S., LORRAIN, B., BOËN, R., ROUAULT, H. 2001. Le traitement et le recyclage des batteries au lithium. Commissariat à l'Énergie Atomique (CEA). [En ligne]. <http://www.cea.fr/fr/Publications/clefs44/fr-clefs44/clefs4474.html> (page consultée le 22 octobre 2004).

ROTTMAYER, S.P., BECKMAN, W. A., MITCHELL, J. W. 1997. "Simulation of Single Vertical U-Tube Ground heat Exchanger in an Infinite Medium". ASHRAE Transactions, vol.103, pt.2, p.651-659.

ROYER, J., DJIAKO, T., SCHILLER, E., SADA SY, B. 1998. Le Pompage Photovoltaïque : Manuel de cours à l'intention des ingénieurs et des techniciens. Québec : IEPF/Université d'Ottawa/EIER/CREPA. 255p.

RSMEANS. 2004. Plumbing Cost Data. 27th Annual Edition.

SHELL SOLAR. 2003. Product Information Sheet. Shell SP140 Photovoltaic Solar Module. <http://www.shell.com/lsolar>

SHONDER, J.A., BAXTER, V., THORNTON, J., HUGHES, P. 1999. "A New Comparison of Vertical Ground Heat Exchanger design Methods for Residential Applications". ASHRAE Transactions, vol.105, pt.2.

SIEGEL, M.D., KLEIN, S.A., BECKMAN, W.A. 1981. "A Simplified Method for Estimating the Monthly Average Performance of Photovoltaic Systems". Solar Energy, vol. 26, p.413.

SOLARBUZZ INC. 2004. Photovoltaic Industry Statistics: Costs. [En ligne]. <http://www.solarbuzz.com/StatsCosts.htm> (page consultée le 9 juillet 2004).

THERMAL ENERGY SYSTEM SPECIALISTS. 2001. <http://www.tess-inc.com>

THORNTON, J.W., HUGHES, P.J, MCDOWELL, T.P., PAHUD, D., SHONDER, J.A., HELLSTRÖM, G.A.J. 1997. "Residential Vertical Geothermal Heat Pump System Models: Calibration To Data". ASHRAE Transactions, vol.103, no2, p.660-674.

TOWNSEND, T. U. 1989. *Simplified Performance Modeling of Direct-Coupled Photovoltaic Systems*. M.Sc. thesis. University of Wisconsin – Madison.

YAVUZTURK, C., SPITLER, J.D. 1999. "A Short Time Step Response Factor Model for the Vertical Ground Loop Heat Exchangers". ASHRAE Transactions, vol.105, pt.2, p.475-485.

YAVUZTURK, C., SPITLER, J.D, REES, S.J. 1999. "A Transient Two-Dimensional Finite Volume Model for the Simulation of Vertical U-Tube Ground Heat Exchangers". ASHRAE Transactions, vol.105, pt.2, p.465-474.

ANNEXES

ANNEXE A

Tableau A.1: Liste des modules utilisés dans le projet

N°	TYPE	Désignations dans le projet	Fonction
1	2	Control_dhw	Contrôler le fonctionnement de la pompe de circulation du désurchauffeur en fonction de température de sortie d'eau
2	3	Pump_geo ou Pump_DHW	Modéliser la pompe de circulation de la boucle géothermique ou du désurchauffeur
3	9	Weather	Lire les données météo du fichier WYEC2
4	14b	DHW_flowrate	Représenter le profil de consommation d'eau chaude
5	14e	Temp_wter_mains	Représenter le profil de température de l'eau de l'aqueduc
6	16	Radiation processor	Evaluer le rayonnement sur plan incliné à partir des données météo
7	24	With_HP-2 ou Without_HP-2	Intégrer des paramètres en fonction du temps
8	25	With_HP ou Without_HP	Imprimer les résultats de la simulation dans un fichier texte
9	28	Excess	Faire la somme cumulative des résultats de la simulation à chaque pas de temps
10	33	Psychrometrics	Abaque psychrométrique évaluant les propriétés de l'air
11	48	Inverter	Modéliser l'onduleur
12	56	TYPE56_Building	Modéliser la maison en utilisant la description réalisée dans PREBID
13	57	Conversion	Convertir les unités
14	60	DHW_tank	Modéliser le réservoir d'eau chaude
15	65	Plot_GSHP, ...	Visualiser à l'écran de résultats sous forme graphique
16	69	Sky temperature	Calculer la température effective du ciel pour les échanges de chaleur par infrarouge
17	94	PV array	Modéliser les modules photovoltaïques en silicium cristallin

18	103	Infiltration	Évaluer le taux d'infiltration d'air en fonction de la température et de la vitesse de l'air
19	132	GHX	Modéliser l'échange de chaleur dans le sol à l'aide d'un échangeur en tube en U
20	160	Basement	Modéliser les pertes et gains de chaleur du sous-sol
21	196	T'stat	Réguler la pompe à chaleur en fonction de la température de la maison
22	297	GSHP	Modéliser la pompe à chaleur géothermique et le désurchauffeur à partir de lissage des données de manufacturier
23	Equation	Loads, Demand...	Insérer des équations pour des opérations simples, notamment les additions, soustractions, multiplications...

ANNEXE B

FICHIERS METEO

Plusieurs composants TRNSYS permettent de lire de fichiers météo existants, et ce en fonction des données disponibles : moyennes mensuelles ou données horaires sur une année typique.

Données sous forme de moyennes mensuelles

En ce qui concerne les bases de données contenant des moyennes mensuelles de certaines données, c'est le TYPE 54 (Weather generator) qui est utilisé.

Le TYPE 54 génère des données météo horaires à partir des moyennes mensuelles de radiation solaire, température bulbe sec, humidité et vitesse du vent (en option). Ainsi, on obtient comme résultat une base de données horaires sur une année. Ceci permettra de créer une année météorologique typique similaire au Typical Meteorological Year. Le modèle utilisé pour écrire ce sous-programme est destiné aux climats tempérés. Pour les zones tropicales, les résultats sont moins précis (Klein et al. 2000). Ce composant permet d'utiliser TRNSYS pour toutes les localités ayant des statistiques de données météo. La base de données initiale contenant les moyennes des différentes grandeurs est utilisée comme fichier extérieur à importer.

Deux bases de données de moyennes mensuelles sont fournies dans TRNSYS. Le fichier WDATA.DAT comprend des données météo sur 329 localités aux USA et au Canada. Il a été publié par U.S. National Oceanic and Atmospheric Administration (USNOAA) suite aux travaux de Cinquemani, Owenby et Baldwin (1978). Un type similaire, NREL.DAT, a été créé par le National Renewable Energy Laboratory avec les données du National Solar Radiation Data Base (NSRDB) et comporte des données sur 239 sites aux USA déjà compris dans

WDATA.DAT. Il est plus précis et plus utilisé que son prédécesseur parce qu'il prend en compte des données plus récentes (1961-1990). L'utilisateur peut ajouter d'autres localités dans les listes déjà existantes.

Données horaires

Pour la simulation des systèmes énergétiques dont la performance est liée à l'évolution des conditions climatiques dans le temps, la plupart des fichiers météo utilisés sont constituées de données horaires fournissant la valeur des différents paramètres tels que le rayonnement, la température, le vent...

Plusieurs bases de données existent à cet effet. Les plus connues sont le TRY (Test Reference Year), METEONORM, le TMY (Typical Meteorological Year), le TMY2 (version améliorée et plus complète du TMY), le IWECC (International Weather for Energy Calculations), le CWECC (Canadian Weather for Energy Calculations), le WYEC (Weather Year for Energy Calculations), le WYEC2 (version améliorée et plus complète de WYEC). A côté de ces bases de données assez utilisées, il en existe d'autres spécifiques à des outils de simulations tels que EnergyPlus, BLAST, DOE-2. La différence fondamentale entre ces compilations d'informations météo, c'est la qualité des informations (source, période de collecte, modèles mathématiques utilisés), la quantité des informations fournies et le format sous lequel les informations sont présentées. En effet, la plupart de ces fichiers ont des formats différents. Ce qui ne permet pas leur interchangeabilité et nécessite souvent des réorganisations avant leur utilisation dans les programmes de simulation. La quantité d'informations fournies diffère aussi d'une base de données à une autre. Ainsi, le TMY2 (NREL, 1995) et le WYEC2 (ASHRAE, 1997) contiennent plus d'informations que par exemple le TMY (NCDC, 1983), le WYEC (ASHRAE, 1985) et le TRY (NCDC, 1981).

TRNSYS permet d'utiliser plusieurs de ces fichiers météo. Et pour cela un module spécial, Le TYPE 89 (Standard weather files types), a été élaboré.

Fichiers de base contenus dans TRNSYS

Les fichiers de base contenus dans TRNSYS sont : TMY, TMY2, IWECC et EnergyPlus. TRNSYS ne comporte que quelques échantillons de villes sous ces différents formats.

Tableau B.1: Liste des fichiers météo contenus dans TRNSYS

Types de fichiers	Villes existantes dans TRNSYS	Où se procurer le reste des villes
TRNSYS-TMY	<ul style="list-style-type: none"> - Albuquerque, New Mexico, USA - La Crosse, Wisconsin, USA - Madison, Wisconsin, USA - Miami, Floride, USA - Washington DC, USA 	<ul style="list-style-type: none"> - A commander auprès du Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison pour la version simplifiée - La version originale est à commander auprès du National Climatic Data Center
TMY2	<ul style="list-style-type: none"> - Albuquerque, New Mexico, USA - Birmingham, Alabama, USA - Chicago, Illinois, USA - Madison, Wisconsin, USA - Miami, Floride, USA - Phoenix, Arizona, USA - Seattle, Washington, USA 	<ul style="list-style-type: none"> - Télécharger les fichiers du site web du NREL: - Sous forme de CD-ROM auprès du NREL
TRY	<ul style="list-style-type: none"> - Copennew 	
IWECC	<ul style="list-style-type: none"> - Stuttgart, Allemagne 	ASHRAE sous forme de CD-ROM
EnergyPlus	<ul style="list-style-type: none"> - San Francisco, Californie, USA 	A télécharger du site web du DOE

Tous ces fichiers sont lus dans TRNSYS par le TYPE 89.

Le tableau B.2 compare les différents types de fichiers météo.

Tableau B.2: Comparaison des différents types de fichiers

Fichiers	Période de collectes	Nombre de localités	Auteurs	Année de publication
TMY	1948-1980	229 US + 5 Amérique centrale	National Climatic Data Center	1981
TMY2	1961-1990	239 US	National Renewable Energy Laboratory	1995
IWEC		227 hors USA et Canada	ASHRAE	2001
WYEC2	1953-1995	77 USA et Canada	ASHRAE	1997
ENERGYPLUS	-	550	DOE	2001
CWEC	1953-1995	55 Canada	Environnement Canada	1999

Il faut noter que le fichier ENERGYPLUS est basé sur les données des fichiers TMY2, CWEC et IWEC. Au regard de la période des données, on constate que les fichiers WYEC2 et CWEC sont plus récents donc représentant mieux la situation actuelle du point de vue climatique.

Autres fichiers météo (autre que le TYPE 89)

Pour les autres fichiers avec des formats différents de ceux cités plus haut, TRNSYS, grâce au Type 9 (Data Reader), permet à l'utilisateur d'avoir une certaine liberté dans le choix de la source de ses données. Pour cela, les différentes variantes du Type 9 donnent la possibilité d'entrée le format adéquat pour la lecture des fichiers.

Le composant TYPE 9 permet de lire à intervalles de temps régulier des données de plusieurs sortes de fichiers. Ces données peuvent être converti dans un système d'unités données afin de le rendre utilisable par les autres composants TRNSYS. Les fichiers les plus utilisés avec le TYPE 9 sont des

fichiers météo même s'il peut être utilisé pour générer toute information dépendant du temps. Pour la lecture des fichiers météo, le TYPE 9 lit soit directement le fichier concerné ou passe en revue une liste de fichiers contenant le fichier approprié. Il est utilisé soit en format prédéfini ("formatted"), soit en format libre ("free format") permettant ainsi une certaine flexibilité.

Il faut noter que le TYPE 9 peut permettre de lire tous les fichiers météo fournis avec TRNSYS, il suffit de rentrer le format approprié. Nous avons choisi dans notre programme de lire les fichiers météo avec le TYPE 9d. Ce TYPE nous a permis d'utiliser les données météo WYEC2 de ASHRAE. Pour sortir des résultats compatibles aux autres composants, il peut être utile de convertir certaines unités. Pour référence future, la figure B.1 présente la fenêtre "parameter" du TYPE 9d avec les formes de conversion d'unités.

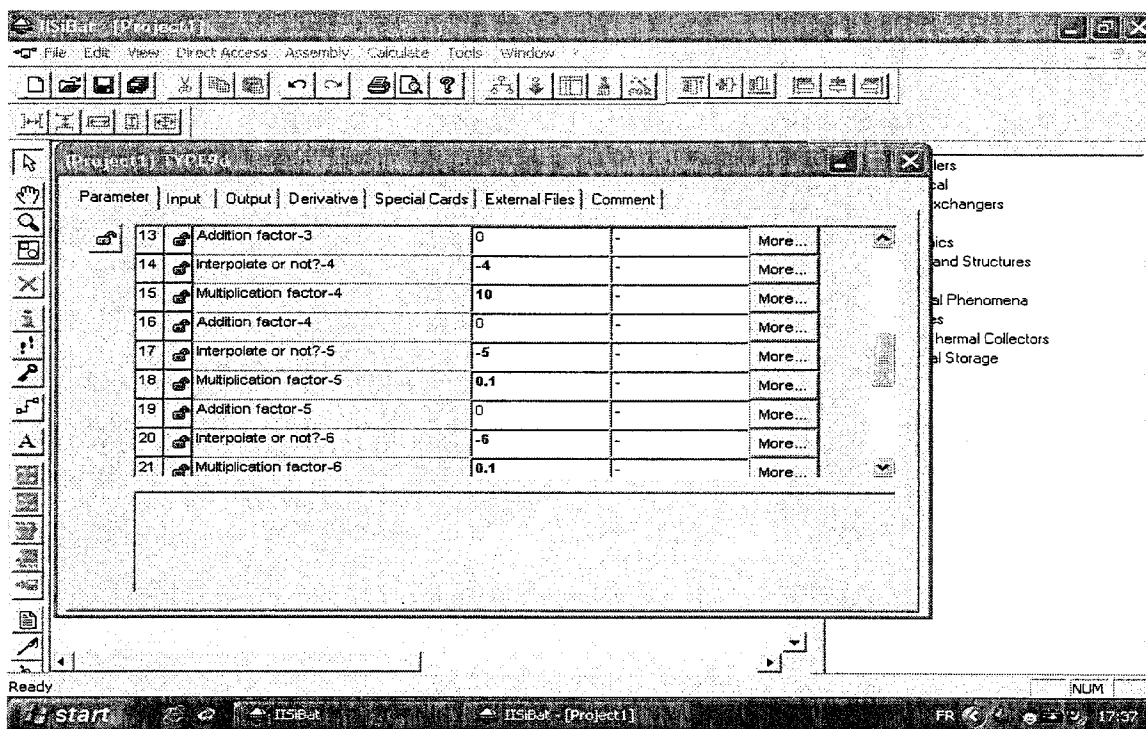


Figure B.1 : Fenêtre "parameter" du TYPE9d

Dans le fichier WYEC2, par exemple, la première ligne sert à identifier la localité; par conséquent, on veillera à sauter une ligne dans la TYPE9d pour que la simulation commence à la deuxième ligne correspondant à la première heure ou à la ligne correspondant à l'heure de démarrage souhaitée.

ANNEXE C

Tableau C.1: PARAMETERS et INPUTS du TYPE 197

N°	PARAMETERS	N°	INPUTS
1	Identificateur de la PAC	1	Température d'entrée du fluide caloporteur
2	Unité logique	2	Débit du fluide caloporteur
3	Masse volumique du fluide caloporteur	3	Température de l'air à l'entrée de la PAC
4	Chaleur spécifique du fluide caloporteur	4	Humidité absolue de l'air
5	Chaleur spécifique de l'air	5	Débit d'air
6	Chaleur spécifique de l'eau sanitaire	6	Température d'entrée de l'eau sanitaire
7	UA du désurchauffeur	7	Débit de l'eau sanitaire
8	Puissance du ventilateur	8	Coefficient de contrôle en climatisation
9	Puissance du contrôleur	9	Coefficient de contrôle en chauffage
10	Facteur d'encrassement sur la puissance en climatisation	10	Température du réfrigérant pour l'eau sanitaire en climatisation
11	Facteur d'encrassement sur la capacité en climatisation	11	Température du réfrigérant pour l'eau sanitaire en chauffage
12	Facteur d'encrassement sur la puissance en chauffage	12	Temps d'opération de la PAC
13	Facteur d'encrassement sur la capacité en chauffage	13	Contrôle du ventilateur
14	Coefficient de cyclage en climatisation		
15	Coefficient de cyclage en chauffage		

Tableau C.2: Les OUTPUTS du TYPE 197

N°	OUTPUTS
1	Température de sortie du fluide caloporteur
2	Débit du fluide caloporteur
3	Température de sortie de l'air
4	Humidité absolue de l'air
5	Débit de l'air
6	Température de sortie de l'eau chaude domestique
7	Chaleur totale transférée à l'air
8	Chaleur sensible transférée à l'air
9	Chaleur latente transférée à l'air
10	Chaleur totale transférée à l'eau échangeur géothermique
11	Chaleur totale transférée à l'eau chaude domestique
12	Puissance du compresseur
13	Puissance totale de la PAC
14	COP
15	EER
16	Coefficient de cyclage en chauffage
17	Temps de fonctionnement en climatisation
18	Temps de fonctionnement en chauffage
19	Fraction de la capacité en climatisation
20	Fraction de la capacité en chauffage
21	Temps d'opération de la PAC
22	Temps d'opération du ventilateur

Tableau C.3: Données de performance de la PAC E030 ClimateMaster

Performance Data

All Models 030

Nominal CFM 1110

Water temperature range (25°F - 110°F)
In split system function using 25 foot line sets
reduce capacities by 3% percent.
Shaded area - Operating Not Recommended

GPM	EWT°F	Cooling Performance (EAT 84° / 67°F)					Heating Performance (EAT 70°F)					UNIT WATER PRESSURE DROP PSI/FT
		TOTAL BTUH	SENSIBLE BTUH	HEAT OF REJECTION BTUH	POWER INPUT WATTS	EER	TOTAL BTUH	HEAT OF ABSORPTION BTUH	POWER INPUT WATTS	COP	HWG TOTAL BTUH	
3.00	25						18500	12200	1767	3.1	2400	0.6/1.5
6.50	25						19700	13200	1818	3.2	3080	2.7/6.2
7.00	25						19800	13200	1821	3.2	3180	3.0/7.0
3.00	30						20400	13700	1848	3.2	2780	0.6/1.5
6.50	30						21900	15000	1917	3.3	3380	2.6/6.1
7.00	30						22000	15100	1921	3.4	3400	3.0/6.8
3.00	35						22200	15300	1930	3.4	3000	0.6/1.4
6.50	35						24100	16900	2017	3.5	3600	2.6/6.0
7.00	35						24200	17000	2021	3.5	3700	2.9/6.7
3.00	40	33400	22100	40330	2030	16.9	24000	16800	2012	3.5	3380	0.6/1.3
6.50	40	36300	23000	42510	1820	19.9	26400	18800	2116	3.7	4100	2.3/5.4
7.00	40	36400	23100	42550	1800	20.2	26500	18900	2121	3.7	4100	2.6/6.1
3.00	45	33200	21800	40360	2070	16.0	25900	18400	2093	3.6	3600	0.6/1.3
6.50	45	35600	22700	42080	1900	18.7	28600	20700	2215	3.8	4300	2.3/5.3
7.00	45	35700	22800	42100	1880	19.0	28700	20800	2221	3.8	4400	2.6/6.0
3.00	50	33100	21400	40576	2190	15.1	27700	19900	2175	3.7	4000	0.5/1.3
6.50	50	35000	22300	41700	1970	17.8	30500	22500	2314	3.9	4800	2.3/5.2
7.00	50	35100	22400	41800	1960	17.9	31000	22600	2320	3.9	4900	2.6/5.9
3.00	60	31700	20800	39700	2340	13.5	31300	23000	2338	3.9	4600	0.5/1.2
6.50	60	33500	21700	40800	2130	15.7	35300	26300	2313	4.1	5400	2.3/5.2
7.00	60	33700	21700	40900	2120	15.9	35400	26400	2320	4.1	5500	2.5/5.8
3.00	70	30400	20100	38900	2500	12.2	35000	26100	2501	4.1	5300	0.5/1.2
6.50	70	32000	21000	39800	2250	14.0	40000	30000	2711	4.3	6000	2.2/5.1
7.00	70	32300	21100	40500	2270	14.2	40200	30200	2720	4.3	6100	2.5/5.8
3.00	80	29000	19400	38500	2650	10.9	38700	29100	2664	4.3	5900	0.5/1.2
6.50	80	30800	20300	39150	2450	12.6	44200	33800	2909	4.5	6700	2.2/5.1
7.00	80	30900	20400	39200	2430	12.7	44400	34000	2919	4.5	6800	2.5/5.7
3.00	90	27700	18800	37300	2810	9.9						0.5/1.2
6.50	90	29400	19600	38300	2610	11.3						2.2/5.0
7.00	90	29600	19700	38450	2590	11.4						2.4/5.6
3.00	100											
6.50	100	28100	19000	37550	2770	10.1						2.1/4.9
7.00	100	28300	19000	37600	2750	10.3						2.4/5.6
3.00	105											
6.50	105	27400	18600	37100	2840	9.6						2.1/4.9
7.00	105	27500	18700	37150	2830	9.7						2.4/5.5
3.00	110											
6.50	110	26700	18300	36650	2920	9.1						2.1/4.8
7.00	110	26800	18300	36700	2910	9.2						2.4/5.4

Interpolation is permissible. Extrapolation is not.

Performance data: Antifreeze solution used for 35°F and below BWT is 15% by weight solution of sodium chloride. (No Pumping Penalty Included).

Correction Factors

For Variations In Entering Air Temperature

Cooling Corrections											* Sensible equals Total				Heating Corrections			
Entering Air °F WB	Total Cooling Capacity	Sensible Cooling Capacity Entering Dry Bulb (°F)					Heat of Rejection	Entering Air °F DB	Total Heating Capacity	Heat of Absorption	Power Input Watts							
		70° DB	75° DB	80° DB	85° DB	90° DB												
61	0.844	0.804	1.023	1.253	1.447	0.856	60	1.011	1.044	0.915								
64	0.923	0.885	0.893	1.119	1.317	0.936	63	1.006	1.022	0.958								
67	1.000	0.981	0.763	1.000	1.187	1.000	70	1.000	1.000	1.000								
70	1.096	-	0.633	0.860	1.059	1.048	75	0.987	0.972	1.039								
73	1.071	-	0.506	0.735	0.929	1.132	80	0.974	0.945	1.078								
											For Variations In Entering Air Flow							
CFM	Cooling Corrections					Heat of Rejection	Power Input Watts	Heating Corrections										
	Total Cooling Capacity	Sensible Cooling Capacity	Heat of Rejection	Power Input Watts	Total Heating Capacity			Heat of Absorption	Power Input Watts									
750	0.949	0.802	0.949	0.957	0.957	0.974	0.986	0.965	1.050	1.015								
875	0.980	0.915	0.979	0.979	0.979	0.986	0.986	0.981	1.000	1.000								
1110	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000								
1125	1.011	1.063	1.012	1.019	1.019	1.014	1.014	1.021	0.990	0.990								
1250	1.018	1.117	1.020	1.037	1.037	1.031	1.031	1.043	0.981	0.981								

Tableau C.4: Les coefficients du fichier "heatpump.data" pour le modèle de PAC E030 ClimateMaster

Description	coefficients			
Capacité totale en climatisation	36116,51	845,294	-105,54	-4,662
Capacité sensible en climatisation	23937,29	272,298	-65,047	-0,421
Chaleur rejetée en climatisation	41204,67	692,122	-46,306	-5,48
Puissance de la PAC en climatisation	1557,12	-56,764	15,777	$6,553 \times 10^{-3}$
Capacité totale en chauffage	10074,8	-236,91	301,483	21,78
Chaleur puisée du sol en chauffage	5055,502	-187,94	254,583	17,984
Puissance de la PAC en chauffage	1387,822	-9,697	13,495	0,947
Facteur de correction de température de l'air appliqué à la capacité totale en climatisation	-4,922	0,158	$-1,035 \times 10^{-3}$	
Facteur de correction de température de l'air appliqué à la capacité sensible en climatisation	2,409	-3,294	1,350	
Facteur de correction de température de l'air appliqué à la chaleur rejetée en climatisation	-6,189	0,199	$-1,374 \times 10^{-3}$	
Facteur de correction du débit de l'air appliqué à la capacité totale en climatisation	0,856	$1,329 \times 10^{-4}$		
Facteur de correction du débit de l'air appliqué à la capacité sensible en climatisation	0,366	$5,997 \times 10^{-4}$		
Facteur de correction du débit de l'air appliqué à la chaleur rejetée en climatisation	0,852	$1,371 \times 10^{-4}$		
Facteur de correction du débit de l'air appliqué à la puissance de la PAC en climatisation	0,843	$1,517 \times 10^{-4}$		
Facteur de correction de température de l'air appliqué à la capacité totale en chauffage	0,807	$7,34 \times 10^{-3}$	$-6,571 \times 10^{-5}$	
Facteur de correction de température de l'air appliqué à la	1,122	$1,44 \times 10^{-3}$	$-4,571 \times 10^{-5}$	

chaleur puisée du sol en chauffage				
Facteur de correction de température de l'air appliqué à la puissance de la PAC en chauffage	0,276	$1,254 \times 10^{-2}$	$-3,143 \times 10^{-5}$	
Facteur de correction du débit de l'air appliqué à la capacité totale en chauffage	0,892	$1,063 \times 10^{-4}$		
Facteur de correction du débit de l'air appliqué à la chaleur puisée du sol en chauffage	0,852	$1,463 \times 10^{-4}$		
Facteur de correction du débit de l'air appliqué à la puissance de la PAC en chauffage	1,1	$-9,478 \times 10^{-5}$		

Tableau C.5: Les PARAMETERS du TYPE 132

N°	PARAMETERS
1	Volume de stockage
2	Profondeur du puits
3	Profondeur d'enfouissement de la sortie de l'échangeur dans le sol
4	Nombre de puits
5	Rayon du puits
6	Nombre de puits en série
7	Nombre de sous-régions radiales
8	Nombre de sous-régions verticales
9	Conductivité thermique du volume de stockage
10	Capacité thermique du volume de stockage
11	nombre de tubes en U par puits
12	Rayon extérieur du tube en U
13	Rayon intérieur du tube en U
14	Demi distance de centre à centre des tubes en U
15	Conductivité thermique du coulis
16	Conductivité thermique du tube
17	Conductivité thermique de l'espace entre le tube et le coulis
18	Epaisseur de l'espace entre le tube et le coulis
19	Débit de référence du fluide caloporteur
20	Température de référence du fluide caloporteur
21	Transfert de chaleur entre tube
22	Chaleur spécifique du fluide caloporteur
23	Densité du fluide caloporteur
24	Indicateur d'isolation
25	Fraction de la profondeur du puits isolée
26	Épaisseur de l'isolant

27	Conductivité thermique de l'isolant
28	Nombre d'années de simulation
29	Température maximum de stockage
30	Température initiale du sol
31	Gradient de température initial du sol
32	Nombre d'années de préchauffage
33	Température maximale de préchauffage
34	Température minimale de préchauffage
35	Déphasage de préchauffage
36	Température moyenne de l'air
37	Amplitude de la température de l'air
38	Déphasage de la température de l'air
39	Nombre de couches dans le sol
40	Conductivité thermique de la couche "i"
41	Capacité thermique de la couche "i"
42	Épaisseur de la couche "i"

Tableau C.6: Les INPUTS et OUTPUTS du TYPE 132

N°	INPUTS	N°	OUTPUTS
1	Température d'entrée du fluide caloporteur	1	Température de sortie du fluide du puits
2	Débit du fluide	2	Débit du fluide
3	Température au-dessus du réservoir thermique	3	Température moyenne interne du réservoir
4	Température de l'air extérieur	4	Transfert de chaleur moyen
5	Mode de circulation	5	Pertes de chaleur par la partie supérieure du réservoir thermique
		6	Pertes de chaleur par les côtés du réservoir thermique
		7	Pertes de chaleur par la partie inférieure du réservoir thermique
		8	Variation de l'énergie interne du réservoir