

Titre: Étude d'une communauté solaire avec stockage thermique saisonnier par puits géothermiques
Title: seasonal storage by geothermal wells

Auteur: Aurélie Verstraete
Author:

Date: 2013

Type: Mémoire ou thèse / Dissertation or Thesis

Référence: Verstraete, A. (2013). Étude d'une communauté solaire avec stockage thermique saisonnier par puits géothermiques [Mémoire de maîtrise, École Polytechnique de Montréal]. PolyPublie. <https://publications.polymtl.ca/1072/>
Citation:

Document en libre accès dans PolyPublie

Open Access document in PolyPublie

URL de PolyPublie: <https://publications.polymtl.ca/1072/>
PolyPublie URL:

Directeurs de recherche: Michel Bernier
Advisors:

Programme: Génie mécanique
Program:

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉTUDE D'UNE COMMUNAUTÉ SOLAIRE AVEC STOCKAGE THERMIQUE
SAISONNIER PAR PUITS GÉOTHERMIQUES

AURÉLIE VERSTRAETE

DÉPARTEMENT DE GÉNIE MÉCANIQUE

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉES

(GÉNIE MÉCANIQUE)

FÉVRIER 2013

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

ÉTUDE D'UNE COMMUNAUTÉ SOLAIRE AVEC STOCKAGE THERMIQUE
SAISONNIER PAR PUITS GÉOTHERMIQUES

présenté par : VERSTRAETE Aurélie

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

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

M. KUMMERT Michaël, Ph.D., président

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

M. LAURENDEAU Éric, Ph.D., membre

REMERCIEMENTS

Je souhaite remercier tout particulièrement le professeur *Michel Bernier*, mon directeur de recherche, pour son soutien, sa disponibilité et son enthousiasme durant ces deux années.

Mes remerciements à Ressources Naturelles Canada et à l'équipe de conception de la communauté solaire Drake Landing pour leur chaleureux accueil lors des workshops à Ottawa et Calgary. En particulier, j'aimerais remercier *Doug McClenahan, Jeff Thornton et John Kokko* pour l'intérêt porté à mon travail et pour leurs réponses à mes questions.

Mes remerciements au réseau stratégique du CRSNG sur les bâtiments intelligents à consommation énergétique nette nulle (Smart Net-Zero Energy Buildings Strategic Network) pour son appui financier.

Mes remerciements au professeur *Michaël Kummert* pour m'avoir permis de résoudre certains mystères de TRNSYS.

Je remercie chaleureusement mes collègues *Romain Jost, Katherine D'Avignon, Humberto Jose Quintana, Marion Perez, Marilyne Rancourt-Ouimet, Antoine Courchesne-Tardif, Benoit Delcroix, Massimo Cimmino, Matthieu Grand, Chiara Dipasquale et Francois Adam* pour tous les bons moments passés ensemble.

Je tiens à remercier *Mathieu Lévesque* pour m'avoir toujours épaulée et m'avoir apporté une aide précieuse durant ces dernières semaines.

Merci à mes parents, ma sœur et mes amis des deux côtés de l'Atlantique pour leurs encouragements.

RÉSUMÉ

Les performances énergétiques d'une communauté solaire située à Calgary (Canada) et comprenant un réseau de chauffage urbain à un seul tuyau alimentant 52 maisons sont évaluées. Contrairement à un réseau classique à deux tuyaux, un réseau à un seul tuyau implique que l'alimentation et le retour se font dans le même tuyau. Ainsi, la température diminue le long du réseau. La communauté comprend un stockage saisonnier de chaleur (BTES) constitué de 144 puits à double tube en U à deux circuits indépendants. Le premier circuit se consacre à la recharge solaire, tandis que le second assure la décharge et est relié au réseau urbain. La communauté est modélisée dans l'environnement de simulation TRNSYS.

La communauté solaire Drake Landing (DLSC) située à proximité de Calgary et dont la construction s'est achevée en 2007 joue le rôle de référence dans cette étude. Une comparaison des performances énergétiques de la communauté proposée (appelée CS1T) avec celles de DLSC montre que la fraction solaire, i.e. la part de l'énergie solaire dans l'énergie totale fournie aux maisons, de DLSC est toujours supérieure à celle de CS1T. L'écart est très marqué la première année avec une fraction solaire de seulement 26 % pour CS1T contre 66 % pour DLSC. Après 5 ans d'opération, la fraction solaire de CS1T est de 85 % contre 89 % pour DLSC.

Le réseau urbain à un seul tuyau a permis de réduire la longueur de distribution primaire. Les pertes de chaleur du réseau sont ainsi moins élevées qu'à DLSC (178 GJ à l'année 5 contre 250 GJ pour DLSC). Le niveau de température dans le réseau urbain de CS1T a dû être rehaussé à cause de la chute de température le long du réseau. L'absence de stockage à court terme par réservoirs d'eau entraîne une faible fraction solaire la première année pour CS1T. En effet, le niveau de température du BTES n'est pas suffisamment élevé pour fournir de l'énergie au réseau urbain. La mise en place de puits géothermiques à double tube en U pour CS1T a permis d'obtenir une meilleure efficacité du BTES : elle varie de 13 % à 62 % les cinq premières années contre une variation de 9 % à 41 % pour DLSC. Finalement, une analyse des coûts montre qu'une économie d'environ 1 M\$ pourrait être réalisée en adoptant la configuration CS1T plutôt que la configuration DLSC, pour un coût total du projet DLSC estimé à 3.4 M\$.

ABSTRACT

The energy performance of a solar community located in Calgary (Canada) which uses a one pipe district heating loop to supply 52 houses is evaluated. Compared to a classic double pipe heating loop, a one pipe system implies that the supply and return are done from the same pipe. Therefore, temperature drops along the pipe. The community uses a seasonal borehole thermal energy storage (BTES) made of 144 double U-tube boreholes with two independent loops. The first is the solar loop for charging the BTES and the second extracts heat to supply the district loop. The community is modeled in the TRNSYS simulation environment.

The Drake Landing Solar Community (DLSC) located near Calgary (Canada), whose construction was completed in 2007 is used as the reference case. An energy performance comparison between the proposed community (named CS1T) and the DLSC shows that the solar fraction of the DLSC, which is the ratio of the supplied solar energy to the total energy requirement of the houses, is always greater than the solar fraction of the CS1T. The difference is relatively large during the first year of operation with a solar fraction of only 26 % for the CS1T, compared to 66 % for the DLSC. After 5 years of operation, the solar fraction of the CS1T increases to 85 % compared to 89 % for the DLSC.

The one pipe system reduces the heat losses thanks to the reduction of the distribution loop's length; during the 5th year of operation, these losses amount to 178 GJ and 250 GJ for the CS1T and DLSC, respectively. Also, the temperature level in the district loop of CS1T needed to be increased because of the temperature drop along the one pipe loop. The lack of a short term water tank thermal storage leads to a small solar fraction during the first year of the CS1T because the temperature level in the BTES is not high enough to provide heat to the district loop. The use of double U-tube boreholes for the CS1T increases the efficiency of the BTES to a range between 13 % and 62 % during the first 5 years of operation, compared to a range between 9 % and 41 % for DLSC. Finally, a cost analysis shows that 1 M\$ could be saved by selecting the CS1T configuration over the DLSC for a total estimated project cost of 3.4 M\$.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS	III
RÉSUMÉ.....	IV
ABSTRACT.....	V
TABLE DES MATIÈRES	VI
LISTE DES TABLEAUX.....	X
LISTE DES FIGURES.....	XII
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS	XVII
INTRODUCTION.....	1
CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE.....	4
1.1 Réseaux thermiques urbains	4
1.1.1 Sources d'énergie	5
1.1.2 Distribution de chaleur.....	5
1.1.3 Utilisateurs finaux	7
1.1.4 Types de circuits	8
1.1.5 Réseaux thermiques urbains dans le monde et au Canada.....	9
1.2 Stockage saisonnier de chaleur par puits géothermiques.....	10
1.2.1 Système géothermique vertical en boucle fermée	10
1.2.2 Stockage saisonnier de l'énergie solaire	12
CHAPITRE 2 COMMUNAUTÉ SOLAIRE DRAKE LANDING	16
2.1 Introduction.....	16
2.2 Description.....	16
2.3 Régulation	19

2.3.1	Panneaux solaires.....	20
2.3.2	Stockage saisonnier de chaleur (BTES).....	20
2.3.3	Réseau urbain.....	21
2.3.4	Stockage à court terme (STTS).....	22
2.4	Performances énergétiques	22
2.5	Coûts	26
2.6	Résumé.....	27
CHAPITRE 3	CONSIDÉRATIONS PRÉLIMINAIRES	28
3.1	Introduction.....	28
3.2	Impact de la localisation sur le design de la communauté.....	29
3.2.1	Énergie solaire et besoins de chauffage	29
3.2.2	Concurrence énergétique	46
3.3	Réseau de distribution de la chaleur	48
3.3.1	Profondeur.....	48
3.3.2	Matériaux de tuyauterie et d'isolation	50
3.3.3	Pertes de chaleur	51
3.3.4	Choix du diamètre et pertes de charge	57
3.4	Chauffage des locaux et de l'eau chaude domestique	62
3.4.1	Centrale de traitement d'air	62
3.4.2	Eau chaude domestique.....	65
3.4.3	Système combiné chauffage et eau chaude domestique	68
CHAPITRE 4	STOCKAGE SAISONNIER DE CHALEUR PAR PUITS GÉOTHERMIQUES À DOUBLE TUBE EN U.....	70
4.1	Introduction.....	70
4.2	Champ de puits géothermiques verticaux	70

4.2.1	Puits géothermique en boucle fermée verticale	70
4.2.2	Modèles TRNSYS et applications	71
4.3	Caractéristiques d'un stockage saisonnier	75
4.4	Simulations TRNSYS pour la charge du BTES	80
4.4.1	Influence des caractéristiques du sol.....	81
4.4.2	Influence de la géométrie du stockage.....	82
4.5	Simulations TRNSYS pour la charge et la décharge du BTES	85
4.5.1	Résultats de la simulation TRNSYS pour le cas de référence	88
4.5.2	Influence du préchauffage.....	90
4.5.3	Influence de la température de consigne du réseau	91
4.6	Résumé.....	92
CHAPITRE 5	COMMUNAUTÉ SOLAIRE AVEC RÉSEAU URBAIN À UN SEUL TUYAU.....	94
5.1	Introduction.....	94
5.2	Comparaison avec un réseau à deux tuyaux	95
5.2.1	Description des deux types de réseaux	95
5.2.2	Avantages et inconvénients.....	96
5.3	Auxiliaire de chauffage central vs auxiliaires individuels	97
5.3.1	Régulation	98
5.3.2	Comparaison des résultats.....	104
5.4	Modèle TRNSYS final.....	105
5.4.1	Énergie de pompage.....	106
5.4.2	Pertes de chaleur	108
5.4.3	Modèle TRNSYS simplifié.....	111
5.4.4	Modèle TRNSYS complet	114

5.5	Comparaison avec la communauté solaire Drake Landing.....	128
5.6	Coûts différentiels.....	131
5.7	Résumé.....	132
	CONCLUSION.....	134
	LISTE DE RÉFÉRENCES.....	138

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1. Températures d'opération pour différents pays - Adapté de (Skagestad & Mildenstein, 2002).....	6
Tableau 1.2. Réseaux urbains (Euroheat, 2011).....	9
Tableau 2.1. Données de performances de DLSC simulées - Adapté de (Sibbit et al., 2012).....	24
Tableau 2.2. Données de performances de DLSC mesurées - Adapté de (Sibbit et al., 2012)	24
Tableau 2.3. Répartition des coûts pour le projet DLSC - Adapté de (Sibbit et al., 2011).....	27
Tableau 3.1. Ensoleillement annuel pour différentes villes canadiennes.....	33
Tableau 3.2. Influence du débit sur le rendement d'un capteur pour $T_i = T_a$	38
Tableau 3.3. Rendement des capteurs pour différentes températures d'entrée.....	39
Tableau 3.4. Taux de transfert maximum le 21 juin et rendement annuel	41
Tableau 3.5. Besoins annuels de chauffage d'une maison de type DLSC.....	45
Tableau 3.6. Répartition des besoins de chauffage pour des villes canadiennes	46
Tableau 3.7. Principaux systèmes de chauffage au Canada par région (RNCAN, 2007)	47
Tableau 3.8. Température extérieure moyenne à Calgary (ASHRAE, 2009).....	50
Tableau 3.9. Paramètres de la tuyauterie sous terre (TYPE 952).....	52
Tableau 3.10. Paramètres de la tuyauterie hors terre (TYPE 31).....	54
Tableau 3.11. Efficacité du moteur et de l'EVV pour un diamètre intérieur de 3 po.....	60
Tableau 3.12. Coûts d'achat et d'installation de la tuyauterie d'acier (Taylor & McGuire, 2008).....	60
Tableau 3.13. Coût sur le cycle de vie du réseau en fonction du diamètre	61
Tableau 3.14. Données de performances du modèle EN400 SERIES (Nu-Air Ventilation, 2012)	63
Tableau 3.15. Résultats du système combiné chauffage et ECS.....	69

Tableau 4.1. Paramètres du stockage saisonnier pour le cas de référence (TYPE 257)	74
Tableau 4.2. Propriétés thermiques de différents matériaux (Banks, 2008)	76
Tableau 4.3. Influence de la conductivité thermique du sol.....	81
Tableau 4.4. Influence de la conductivité thermique du sol alentour ¹	82
Tableau 4.5. Influence de la chaleur spécifique volumétrique du sol	82
Tableau 4.6. Influence de la géométrie	84
Tableau 4.7. Influence de l'espacement des puits.....	84
Tableau 4.8. Influence du débit côté charge.....	85
Tableau 5.1. Comparaison des résultats ($T_a = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$).....	105
Tableau 5.2. Paramètres du TYPE 952 - réseau urbain.....	109
Tableau 5.3. Paramètres du TYPE 952 - circuit solaire	110
Tableau 5.4. Paramètres du TYPE 31- circuit solaire	110
Tableau 5.5. Résultats de la simulation TRNSYS finale - modèle simplifié	112
Tableau 5.6. Occurrence des trois cas de régulation - modèle simplifié.....	113
Tableau 5.7. Consommation des auxiliaires de chauffage individuels - modèle simplifié (GJ)	114
Tableau 5.8. Performances normalisées de la CTA	117
Tableau 5.9. Résultats de la simulation TRNSYS finale - modèle complet	119
Tableau 5.10. Occurrence des trois cas de régulation - modèle complet	120
Tableau 5.11. Consommation des auxiliaires de chauffage individuels - modèle complet (GJ)	121
Tableau 5.12. Coûts différentiels entre DLSC et CS1T	132

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1. Schéma d'un réseau thermique urbain	4
Figure 1.2. Types de circuit de distribution	8
Figure 1.3. Coupe d'un échangeur géothermique vertical à simple et double tube en U	11
Figure 1.4. Schéma de trois puits géothermiques à double tube en U à deux circuits indépendants.....	12
Figure 1.5. Principe du stockage saisonnier - Adapté de (Hadorn, 1988).....	13
Figure 2.1. Communauté solaire Drake Landing en hiver 2010 - Tiré de (DLSC, 2007)	16
Figure 2.2. Schéma de la communauté solaire Drake Landing.....	17
Figure 2.3. Plan de la communauté solaire Drake Landing - Tiré de (DLSC, 2007).....	19
Figure 2.4. Connexions au réseau urbain à l'intérieur d'une maison de DLSC.....	21
Figure 2.5. Données de performances mensuelles de DLSC pour l'année 2011.....	26
Figure 3.1. Exemple d'un assemblage TRNSYS	29
Figure 3.2. Ensoleillement sur un plan horizontal et un plan incliné de 51 ° orienté plein Sud à Calgary	30
Figure 3.3. Angles solaires - Tiré de (Duffie & Beckman, 2006).....	31
Figure 3.4. Position du soleil à Calgary durant l'année	31
Figure 3.5. Courbes d'iso ensoleillement pour la ville de Calgary	33
Figure 3.6. Rayonnement solaire pour différentes villes canadiennes	34
Figure 3.7. Répartition de l'énergie solaire disponible à Calgary ($\beta=45^\circ$; $\gamma=0^\circ$)	34
Figure 3.8. Capteur solaire plan muni d'un vitrage double	35
Figure 3.9. Courbe de rendement d'un capteur plan.....	36
Figure 3.10. Diagramme du TYPE 1a.....	37
Figure 3.11. Contrôle de la pompe de circulation du circuit solaire	38

Figure 3.12. Opération des capteurs solaires le 21 juin pour des températures d'entrées fixes de 20 °C, 40 °C et 60 °C	39
Figure 3.13. Schéma de la simulation de recharge solaire d'un puits géothermique	40
Figure 3.14. Recharge solaire d'un puits géothermique le 21 juin	40
Figure 3.15. Répartition de la demande énergétique au Canada.....	41
Figure 3.16. Température extérieure maximum, minimum et moyenne journalière à Calgary	43
Figure 3.17. Besoins de chauffage pour une maison type DLSC à Calgary	44
Figure 3.18. Courbe de puissance de chauffage d'une maison de type DLSC à Calgary.....	44
Figure 3.19. Répartition des besoins de chauffage des locaux à Calgary	45
Figure 3.20. Réponse du sol à une variation de la température de surface de 0 à 20 °C	49
Figure 3.21. Variation annuelle de la température du sol en fonction de la profondeur à Calgary	50
Figure 3.22. Coupe d'un tuyau en PEX préisolé - Tiré de (Logstor, 2012).....	51
Figure 3.23.Pertes thermiques d'un tuyau de 1000 m de longueur enfoui 1.1 m sous terre pour une température d'entrée d'eau de 60 °C et 30 °C	53
Figure 3.24. Pertes de chaleur par unité de longueur en fonction de la température d'entrée d'eau.....	53
Figure 3.25. Pertes thermiques d'un tuyau hors terre de 1000 m de longueur pour une température d'entrée d'eau de 60 °C et 30 °C	54
Figure 3.26. Schéma de la simulation	55
Figure 3.27. Température d'alimentation au réseau en fonction de T_a	55
Figure 3.28. Variation du débit en fonction de T_a	56
Figure 3.29. Pertes thermiques dans le réseau de distribution	57
Figure 3.30. Débits du réseau urbain classés	58
Figure 3.31. Efficacités du moteur et de l'EVV - Adapté de (Bernier & Bourret, 1999).....	59

Figure 3.32. Schéma d'une centrale de traitement d'air - Tiré de (DLSC, 2007)	62
Figure 3.33. Schéma du système de chauffage des locaux	63
Figure 3.34. Opération de la CTA et température intérieure le 1 ^{er} janvier	64
Figure 3.35. Profil de consommation en eau chaude domestique	65
Figure 3.36. Variation de la température de l'eau courante à Calgary	66
Figure 3.37. Échangeur de chaleur entre réseau urbain et réservoir ECS	67
Figure 3.38. Variation annuelle des besoins en ECS fournis par le réseau et l'auxiliaire	67
Figure 3.39. Système combiné chauffage et ECS	68
Figure 4.1. Puits géothermique en boucle fermée verticale à simple tube en U	70
Figure 4.2. Géométrie d'un champ de 19 puits géothermiques créée par le TYPE 557.....	71
Figure 4.3. Géométrie du stockage saisonnier de DLSC - Tiré de (DLSC, 2007).....	72
Figure 4.4. Coupe d'un champ de puits géothermiques à double tube en U à deux circuits indépendants.....	73
Figure 4.5. Calcul du transfert de chaleur par le TYPE 257	73
Figure 4.6. Exemple d'application du TYPE 257.....	75
Figure 4.7. Pertes de chaleur d'un stockage saisonnier par puits géothermiques	78
Figure 4.8. Comparaison de deux stockages saisonniers - Adapté de (Hadorn, 1988)	79
Figure 4.9. Influence de la température de retour - Adapté de (Hadorn, 1988)	79
Figure 4.10. Résultats du cas de référence pour 1 an de recharge solaire du stockage.....	80
Figure 4.11. Exemples de deux géométries de stockage ayant le même volume (22,093 m ³)	83
Figure 4.12. Configuration n° 1 de la communauté solaire	86
Figure 4.13. Configuration n° 2 de la communauté solaire	87
Figure 4.14. Résultats pour le cas de référence	88
Figure 4.15. Bilan de l'année 5 pour la charge et la décharge du BTES	89
Figure 4.16. Fraction du débit de fluide recirculé durant la 5 ^{ème} année	89

Figure 4.17. Résultats pour 1 an de préchauffage	90
Figure 4.18. Température moyenne du BTES pour différentes températures de consigne de l'auxiliaire de chauffage.....	91
Figure 4.19. Résultats pour une température de consigne de 60 °C.....	92
Figure 5.1. Schéma de la communauté solaire avec réseau urbain à un seul tuyau	94
Figure 5.2. Schéma de réseaux à un et deux tuyaux	96
Figure 5.3. Entrées, sorties et paramètres de régulation du réseau à un tuyau.....	98
Figure 5.4. Configuration avec auxiliaire central.....	99
Figure 5.5. Régulation du réseau à un tuyau avec auxiliaire central pour une température extérieure fixe ($T_a = 0 °C$).....	102
Figure 5.6. Configuration avec auxiliaires individuels (représentation de la première maison d'une boucle).....	102
Figure 5.7. Régulation du réseau à un tuyau avec auxiliaires individuels pour une température extérieure fixe ($T_a = 0 °C$).....	104
Figure 5.8. Débits classés du réseau urbain pour $\Delta T_{DH,max}=10 °C$ à l'année 5	106
Figure 5.9. Variation de la température de consigne des auxiliaires en fonction de T_a	115
Figure 5.10. Capture d'écran du modèle TRNSYS - modélisation d'une maison	115
Figure 5.11. Capture d'écran du modèle TRNSYS complet	116
Figure 5.12. Opération des CTA n° 1 et n° 13 le 1 ^{er} janvier de l'année 5	118
Figure 5.13. Bilan de l'année 5 pour le modèle TRNSYS complet.....	120
Figure 5.14. Efficacité du BTES	122
Figure 5.15. Températures à l'entrée et à la sortie du BTES côté charge et côté décharge la 1 ^{ère} semaine de décembre de l'année 2	122
Figure 5.16. Températures à l'entrée et à la sortie du BTES côté charge et côté décharge le 1 ^{er} décembre de l'année 2	123

Figure 5.17. Schéma donnant les températures d'entrée et sortie du stockage à l'heure 14 le 1 ^{er} décembre de l'année 2	124
Figure 5.18. Température moyenne du BTES.....	124
Figure 5.19. Énergie mensuelle totale fournie au réseau	125
Figure 5.20. Température de consigne des auxiliaires de chauffage individuels sur une année	125
Figure 5.21. Température d'alimentation et de retour du réseau urbain.....	126
Figure 5.22. Température d'alimentation et de retour aux panneaux solaires.....	126
Figure 5.23. Taux de transfert de chaleur linéaire mensuel moyen dans le BTES	127
Figure 5.24. Fraction solaire de DLSC (performances simulées et mesurées) et de CS1T	128

LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

ATES	Aquifer thermal energy storage
Aux.	Auxiliaire de chauffage
BTES	Borehole thermal energy storage
CTA	Centrale de traitement d'air
DLSC	Drake Landing Solar Community
DHC	District heating and cooling
ECS	Eau chaude sanitaire (ou eau chaude domestique)
EVV	Entrainement à vitesse variable
FC	Fonction de contrôle
HX	Échangeur de chaleur
PEHD	Polyéthylène haute densité
PEX	Polyéthylène réticulé
PG	Propylène glycol
STTS	Short-term thermal energy storage
TRNSYS	Transient system simulation program
UTES	Underground thermal energy storage
<i>a</i>	Taux d'intérêt effectif (-)
<i>a</i> ₀	Coefficient d'efficacité optique d'un capteur solaire (-)
<i>a</i> ₁	Coefficient de perte thermique d'un capteur solaire (W·m ⁻² ·°C ⁻¹)
<i>A</i>	Surface du volume de stockage (m ²)
<i>A_C</i>	Surface de capteur solaire (m ²)

B	Espacement entre les puits géothermiques (m)
C	Coût (\$)
CCV	Coût sur le cycle de vie (\$)
C_p	Chaleur spécifique du sol ($\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot{}^{\circ}\text{C}^{-1}$)
$c_{p,eau}$	Chaleur spécifique de l'eau ($\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot{}^{\circ}\text{C}^{-1}$)
C_s	Chaleur spécifique volumétrique du sol ($\text{MJ}\cdot\text{m}^{-3}\cdot{}^{\circ}\text{C}^{-1}$)
d_i	Diamètre intérieur du tuyau (m)
e	Augmentation du prix de l'énergie (-)
f	Facteur de friction ou coefficient de perte de charge
F_a	Facteur d'actualisation
F_R	Coefficient de récupération de chaleur d'un capteur solaire
g	Gravité ($\text{m}\cdot\text{s}^{-2}$)
G	Rayonnement solaire global horizontal ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)
G_b	Rayonnement solaire direct ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)
G_d	Rayonnement solaire diffus ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)
G_t	Rayonnement solaire incident total sur une surface inclinée ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)
H	Hauteur d'un puits géothermique (m)
i	Inflation (-)
I	Ensoleillement sur un plan horizontal ($\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$)
I_T	Ensoleillement sur une surface inclinée ($\text{kWh}\cdot\text{m}^{-2}$)
k	Conductivité thermique ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot{}^{\circ}\text{C}^{-1}$)
l_f	Pertes de charge (m)
L	Longueur du tuyau (m)
\dot{m}	Débit ($\text{L}\cdot\text{s}^{-1}$)

\dot{m}_b	Débit dans une boucle du réseau urbain ($\text{L}\cdot\text{s}^{-1}$)
\dot{m}_{DH}	Débit total dans le réseau urbain ($\text{L}\cdot\text{s}^{-1}$)
\dot{m}_{theo}	Débit théorique total dans le réseau urbain ($\text{L}\cdot\text{s}^{-1}$)
n	Durée de l'étude (année)
n_b	Nombre de boucles dans le réseau urbain (-)
NBH_{tot}	Nombre de puits dans l'échangeur géothermique (-)
P	Période (jour ou h)
P_a	Puissance à l'arbre (W)
P_{aux}	Puissance de l'auxiliaire de chauffage (kW)
P_{CTA}	Puissance fournie par la CTA (kW)
P_e	Puissance électrique (W)
P_f	Puissance fournie au fluide (W)
P_{nom}	Puissance nominale de la pompe (W)
q	Taux de transfert de chaleur (kW)
Q_{ch}	Charge de chauffage (kW)
Q_{tot}	Charge de chauffage totale (kW)
Q_u	Gain utile d'un capteur solaire (W)
R_b	Résistance thermique d'un puits géothermique ($\text{m}\cdot\text{K}\cdot\text{W}^{-1}$)
RC	Rapport de charge (%)
RV	Rapport de vitesse (%)
r_{BTES}	Rayon du volume de stockage saisonnier (m)
r_1	Rayon du volume de stockage attribuable à chaque puits (m)
S	Rayonnement solaire absorbé ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$)
t	Temps (jour ou h)

$t_{décalage}$	Temps où la température extérieure est la plus faible (j ou h)
T_0	Amplitude de température sur la période (°C)
T_a	Température ambiante (°C)
T_{cons}	Température de consigne (°C)
$T_{cons,aux}$	Température de consigne de l'auxiliaire de chauffage (°C)
$T_{cons,CTA}$	Température de consigne de la CTA (°C)
$T_{cons,th}$	Température de consigne du thermostat (°C)
$T_{cons,v3v}$	Température de consigne du régulateur de la vanne 3 voies (°C)
T_i	Température d'entrée du fluide (°C)
$T_{i,DH}$	Température d'alimentation au réseau urbain (°C)
T_{int}	Température intérieure de la maison (°C)
T_m	Température moyenne du fluide dans les capteurs solaires (°C)
T_o	Température de sortie du fluide (°C)
$T_{o,DH}$	Température de retour d'un réseau urbain (°C)
ΔT	Différence de température entre l'alimentation et le retour (°C)
ΔT_{DH}	Différence de température entre l'alimentation (en aval de l'auxiliaire de chauffage central) et le retour du réseau urbain (°C)
ΔT_{CTA}	Différence de température entre l'alimentation et le retour d'une CTA (°C)
U	Coefficient de déperditions thermiques du stockage ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot {}^\circ\text{C}^{-1}$)
U_L	Coefficient global de pertes thermiques du capteur solaire ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{K}^{-1}$)
v	Vitesse du fluide ($\text{m} \cdot \text{s}^{-1}$)
VA	Valeur actualisée des dépenses (\$)
V_{BTES}	Volume du stockage saisonnier (m^3)
x	Profondeur (m)

Indices

min Minimum

max Maximum

moy Moyenne

tot Total

elect Électricité

Lettres grecques

α Diffusivité thermique du sol ($\text{m}^2 \cdot \text{s}^{-1}$ ou $\text{m}^2 \cdot \text{jour}^{-1}$)

α Absorptance (-)

α_s Altitude solaire ($^\circ$)

β Inclinaison d'un capteur solaire par rapport à l'horizontale ($^\circ$)

γ Azimut d'une surface ($^\circ$)

γ_s Azimut solaire ($^\circ$)

η Rendement d'un capteur solaire (-)

η_p Rendement de la pompe (-)

η_m Rendement du moteur (-)

η_{evv} Rendement de l'entraînement à vitesse variable (-)

θ Angle d'incidence des rayons solaires sur une surface quelconque ($^\circ$)

θ_z Angle au zénith ($^\circ$)

ρ Masse volumique ($\text{kg} \cdot \text{m}^{-3}$)

ρ_g Albédo (-)

τ Transmittance (-)

ω Fréquence (jour^{-1} ou h^{-1})

INTRODUCTION

Le stockage saisonnier de chaleur offre la possibilité de bénéficier de l'énergie solaire pendant la période de l'année où, au Canada en particulier, les besoins sont les plus élevés : la saison de chauffage. Le principe est de collecter l'énergie solaire en été grâce aux panneaux solaires, de la stocker dans le sol par exemple et de la récupérer en hiver afin d'assurer le chauffage des locaux. Le stockage saisonnier peut être réalisé pour une maison individuelle, cependant il devient économiquement compétitif à l'échelle d'une communauté. Des projets à grande échelle ont déjà vu le jour, principalement en Europe mais aussi au Canada.

La communauté solaire Drake Landing située à proximité de Calgary (Alberta) est un bel exemple de l'efficacité de tels systèmes. Le réseau urbain assure le chauffage des locaux de 52 maisons. Il est à plus de 90 % alimenté par l'énergie solaire grâce à la combinaison d'un stockage thermique à court terme par réservoirs d'eau et d'un stockage saisonnier par puits géothermiques. Cinq composantes majeures peuvent être identifiées dans un tel projet : les panneaux solaires thermiques, le stockage saisonnier, le stockage à court terme, les logements et les connexions hydrauliques entre ces différents systèmes. Les possibilités de conception sont multiples. Le choix entre un système centralisé ou décentralisé (un ou plusieurs stockages), la configuration du réseau urbain ou les paramètres du stockage saisonnier auront un impact sur les performances énergétiques à court et long terme, ainsi que sur les coûts.

Les réseaux de chauffage urbain fonctionnant à l'énergie solaire tels que Drake Landing représentent plus des démonstrations techniques que des démonstrations économiques. Le budget de tels projets repose bien souvent sur des subventions : ceci est d'autant plus vrai au Canada où la concurrence énergétique est forte et où le marché de l'énergie solaire n'est pas très développé. Outre une taxation plus élevée des énergies « classiques » (gaz, hydroélectricité) et une baisse des coûts des panneaux solaires thermiques, d'autres pistes de réduction des coûts peuvent être explorées. En particulier, le coût de la distribution de chaleur et le coût d'un stockage à court terme et des équipements associés représentent une large part du coût total d'un projet de communauté solaire.

La façon la plus simple de réduire le coût lié au transport de la chaleur est la réduction de la longueur de tuyauterie. Contrairement à un réseau à deux tuyaux, un réseau à un seul tuyau implique que l'alimentation et le retour se font dans le même tuyau. Ce type de réseau est parfois

utilisé dans des bâtiments commerciaux mais aucune information n'est disponible sur l'implantation de ce type de distribution pour un réseau urbain. La longueur de distribution primaire pourrait ainsi être réduite de moitié.

Le stockage à court terme, généralement un ou plusieurs réservoirs d'eau, a pour rôle d'absorber l'énergie solaire et de fournir de la chaleur au réseau urbain relativement rapidement. Un stockage par puits géothermiques offre des taux de transfert de chaleur plus faibles qu'un réservoir d'eau mais une plus grande capacité. La suppression du stockage par réservoirs d'eau et l'utilisation du stockage par puits géothermiques avec deux circuits indépendants de charge et décharge comme stockage à court et long terme est cependant envisageable.

Objectifs de cette étude

L'objectif principal de ce travail est de déterminer les performances énergétiques d'un réseau de chauffage urbain à un seul tuyau alimenté par l'énergie solaire. La configuration proposée comprend un stockage par puits géothermiques mais aucun stockage par réservoirs d'eau. Le stockage saisonnier est formé de puits géothermiques à double tube en U fonctionnant indépendamment l'un de l'autre. La communauté est entièrement modélisée dans l'environnement de simulation TRNSYS. Finalement, les performances énergétiques de la communauté sont analysées et comparées à celles de la communauté solaire Drake Landing.

Il est à souligner que ce travail s'inscrit dans les travaux d'un comité de Ressources Naturelles Canada à Ottawa qui examine les communautés solaires de la prochaine génération. Différentes sections du présent projet ont été présentées lors de quatre réunions rassemblant l'équipe de chercheurs/ingénieurs de la communauté solaire Drake Landing. Les réunions ont eu lieu entre le mois de juin 2011 et le mois de février 2012. Les travaux exécutés dans le cadre du présent travail ont été accueillis favorablement par ce comité.

Organisation de ce mémoire

Ce mémoire est divisé en 5 chapitres. Le Chapitre 1 effectue une revue de la littérature sur le thème des réseaux de chauffage urbain ainsi que sur le stockage saisonnier de chaleur. Le Chapitre 2 propose une description détaillée de la communauté solaire Drake Landing. Le Chapitre 3 introduit des notions importantes pour la suite de l'étude comme la collecte de l'énergie solaire ou la distribution de la chaleur. Le Chapitre 4 présente les principales

caractéristiques d'un stockage saisonnier de chaleur. Les résultats des simulations TRNSYS modélisant une communauté solaire utilisant un stockage saisonnier par puits géothermiques à double tube en U sont présentés. Au chapitre 5, le modèle TRNSYS est complété par un réseau urbain à un seul tuyau. Les performances énergétiques d'une telle communauté sont analysées et comparées aux performances de la communauté Drake Landing.

CHAPITRE 1 REVUE DE LA LITTÉRATURE

Ce chapitre a pour but de présenter les principales connaissances et applications concernant les réseaux de chauffage urbain alimentés par l'énergie solaire et effectuant un stockage saisonnier de chaleur. Il se divise en deux parties : les réseaux thermiques urbains d'une part et le stockage saisonnier de chaleur par puits géothermiques d'autre part.

1.1 Réseaux thermiques urbains

Les réseaux thermiques urbains présentent de nombreux avantages en termes d'efficacité énergétique, d'environnement et de coûts. Ils permettent de remplacer des équipements individuels peu efficaces par des systèmes centraux plus efficaces (Rezaie & Rosen, 2011). De plus, les économies d'échelle facilitent l'intégration des énergies renouvelables et les émissions de gaz à effet de serre s'en trouvent réduites. Un réseau thermique urbain (District Heating and Cooling ou DHC en anglais) relie un producteur d'énergie à un consommateur. Ce dernier peut être un groupement de logements, une communauté, un quartier, voire une ville. Un réseau thermique peut être utilisé pour le chauffage ou la climatisation. Cette partie traitera principalement du chauffage urbain. Dans un projet de conception de réseau thermique urbain, trois composantes peuvent être identifiées : la source d'énergie thermique, la distribution de chaleur et les utilisateurs finaux. Ces trois composantes sont représentées à la Figure 1.1.

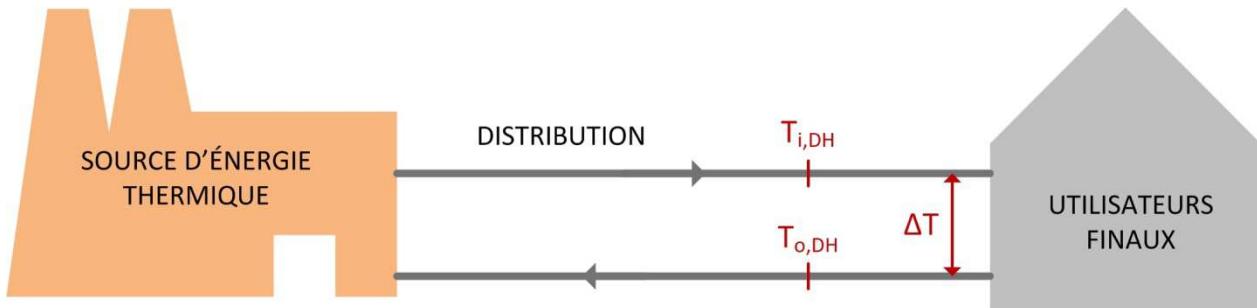


Figure 1.1. Schéma d'un réseau thermique urbain

Sur cette figure, $T_{i,DH}$ représente la température d'alimentation au réseau urbain. $T_{o,DH}$ est la température de retour du réseau urbain, une fois les unités de chauffage des maisons alimentées. La valeur de ΔT correspond ici à la différence de température entre l'alimentation et le retour du

réseau. À l'échelle d'une unité de logement, le ΔT correspond à la différence de température entre l'entrée et la sortie du système de chauffage.

1.1.1 Sources d'énergie

Les réseaux thermiques offrent un large choix de sources d'énergie : combustibles fossiles, énergie nucléaire, récupération de chaleur industrielle, utilisation de la cogénération (CHP), énergies renouvelables (Rezaie & Rosen, 2011). L'énergie peut provenir d'une ou plusieurs sources, ce qui rend son utilisation très flexible.

À titre d'exemple, le projet ECOHEATCOOL réunit 32 pays européens et a pour objectif une meilleure compréhension des marchés pour le chauffage et la climatisation. Froning (2008) met l'emphase sur l'importance d'une vision globale des systèmes énergétiques, c'est-à-dire de l'énergie primaire à l'utilisation finale. Le projet ECOHEATCOOL montre que les réseaux thermiques urbains permettent une amélioration de l'utilisation des ressources en rapprochant le producteur d'énergie du consommateur.

Le choix des températures d'opération est déterminant dans la conception d'un réseau thermique urbain. Une température de retour basse permet une meilleure utilisation des sources d'énergie à faible niveau de température, typiquement les sources d'énergie renouvelable telles que le solaire thermique, la biomasse ou la géothermie basse température. L'Agence Internationale de l'Énergie (IEA) a abordé ce thème à travers son programme de recherche sur les réseaux thermiques urbains qui a débuté en 1983. Les coûts de production sont plus faibles avec une température d'alimentation basse, cependant un plus grand investissement doit être réalisé concernant les systèmes de chauffage des logements pour qu'ils acceptent de plus faibles températures d'entrée (Woods & Gunning, 1998). L'abaissement de la température de 90 °C à 70 °C entraîne une augmentation des coûts de 4 à 6 %. Pour une température d'alimentation de 90 °C, un ΔT dans le réseau de 45 °C mène aux coûts les plus bas. Il est aussi recommandé dans cette étude de réduire la température d'alimentation en été, lorsque les besoins de chauffage sont faibles.

1.1.2 Distribution de chaleur

Le transport de chaleur peut se faire grâce à différents médias : vapeur à faible pression, de l'eau chaude ou de l'air chaud. Seule l'utilisation de l'eau chaude est discutée dans ce chapitre. Les pertes de chaleur liées au transport sont fonction de la longueur du réseau, du niveau d'isolation

de la tuyauterie et du niveau de température. Ces pertes sont de l'ordre de 5 à 20 % (Skagestad & Mildenstein, 2002), et ne sont donc pas négligeables.

Le choix du diamètre des tuyaux de distribution peut être effectué grâce au calcul du coût sur le cycle de vie du réseau (Taylor & McGuire, 2008). Cette approche est très avantageuse car le diamètre a un impact sur le coût d'achat de la tuyauterie, mais aussi sur les coûts d'opération tout au long de sa durée de vie. Pour un débit donné, diminuer le diamètre va diminuer le coût d'achat. Cependant, les pertes de charge et donc les coûts de pompage vont augmenter. Le diamètre optimal viendra minimiser le coût global, soit le coût sur le cycle de vie.

Les connexions entre le réseau de distribution et les consommateurs peuvent être directes (i.e. le fluide du réseau va directement dans le système de chauffage du consommateur), ou indirectes (i.e. il y a un échangeur de chaleur entre les deux). La connexion directe est moins coûteuse mais exige un contrôle précis du système de chauffage (Church, 2007). La connexion indirecte permet une opération plus flexible, comme faire varier le débit et donc le ΔT à l'échangeur.

Les recommandations concernant les températures d'opération des réseaux urbains varient selon les pays (Skagestad & Mildenstein, 2002), tel qu'indiqué dans le Tableau 1.1.

Tableau 1.1. Températures d'opération pour différents pays - Adapté de (Skagestad & Mildenstein, 2002)

Pays	$T_{i,DH}$ (°C)	$T_{o,DH}$ (°C)	Eau chaude (°C)
Danemark	70	40	<60
Russie	95	75	50
Royaume-Uni	82	70	65
Allemagne	80	60	55

La performance énergétique grandissante des bâtiments (meilleure isolation, équipements plus performants) permet d'opérer avec des conditions plus efficaces : température d'alimentation réduite et plus grand ΔT . Concernant le choix de la température pour l'eau chaude domestique, celui-ci est principalement dû au confort, mais aussi aux normes de sécurité. Une température trop faible pourrait entraîner des risques de légionellose, maladie d'origine infectieuse causée par des bactéries se développant dans des eaux chaudes de 20 °C à 45 °C (Banks, 2008).

1.1.3 Utilisateurs finaux

Le réseau urbain alimente les systèmes de chauffage des locaux et/ou les systèmes de chauffage de l'eau chaude domestique des utilisateurs connectés. Tous les types de consommateurs peuvent être envisagés (industries, immeubles d'habitation ou de bureaux, maisons individuelles...). Les réseaux urbains peuvent être classés par densité de population (Rezaie & Rosen, 2011). Par exemple, les espaces urbains correspondent à une forte densité et les zones résidentielles à une faible densité. Les réseaux urbains sont généralement économiquement viables, cependant quelques recommandations sont à faire pour les zones de faible densité.

De nombreuses études ont été faites en Suède dans le cadre du programme de recherche « Sparse district heating ». L'objectif était de rendre compétitifs les réseaux à faible densité de chaleur, dont les coûts de distribution sont élevés. Reidhav & Werner (2008) présentent une analyse de profitabilité de ce type de réseaux en Suède, en s'appuyant sur le cas de Göteborg. Deux indicateurs ont émergé de cette analyse : la densité de chaleur linéaire (quantité d'énergie fournie annuellement par mètre de réseau) devrait être supérieure à $2 \text{ GJ} \cdot \text{m}^{-1}$ et l'utilisation annuelle du réseau supérieure à 50 GJ par maison. La densité de chaleur linéaire tient compte de l'investissement et des pertes de chaleur comparativement à l'utilisation du réseau.

Un réseau thermique permet l'agrégation des charges. Le profil de consommation étant différent pour chaque utilisateur, le profil total constitué de la somme des charges individuelles est plus régulier (Church, 2007). Cela améliore l'efficacité en opération et la taille du système de chauffage central peut être réduite. Le dimensionnement des sources d'énergie se fait en considérant la charge maximale. Cependant, la majeure partie de l'année le système opérera à charge partielle, et donc de manière inefficace et peu économique (Church, 2007). La demande en chauffage peut être séparée en charge de base et pic de demande. La charge de base représente 60 % de la puissance maximale et 90 % des besoins énergétiques (Lundqvist, 2007). Autrement dit, l'équipement dédié aux pics de chauffage représente 2/5 de la capacité installée, mais seulement 1/10 de l'énergie fournie. La solution la plus économique serait alors que la charge de base soit fournie par un système ayant un coût d'investissement élevé mais de faibles coûts d'opération, typiquement les énergies renouvelables (Church, 2007). Le pic de demande peut être fourni par un système ayant un faible coût d'investissement mais des coûts d'opération élevés, typiquement des chaudières au gaz ou au mazout.

1.1.4 Types de circuits

Il existe deux types de circuits de distribution : les circuits en série et les circuits en parallèle (cf. Figure 1.2). Lorsqu'un circuit est en parallèle, l'alimentation et le retour sont dans des tuyaux séparés. Toutes les unités de chauffage reçoivent ainsi la même température de fluide. En revanche, dans un circuit en série, le réseau est constitué d'un seul tuyau qui sert à la fois d'alimentation et de retour. Ce type de circuit est appelé réseau à un seul tuyau. Les unités de chauffage sont alimentées les unes après les autres et la température baisse le long du circuit. Ce type de circuit est assez peu répandu et est principalement utilisé dans les immeubles résidentiels et les bâtiments commerciaux.

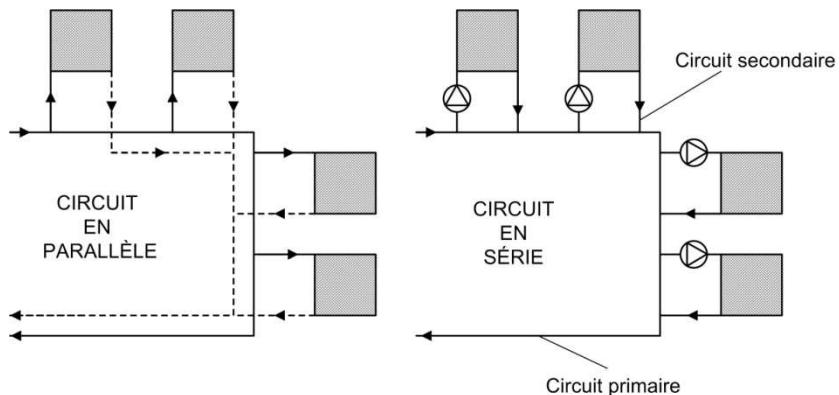


Figure 1.2. Types de circuit de distribution

Un réseau à un seul tuyau (one pipe system en anglais) offre de nombreux avantages (Cunniff & Zerba, 2006). En particulier, la longueur de tuyauterie peut être divisée par deux par rapport à un réseau à deux tuyaux. Les pertes de chaleur sont fortement réduites, de même que les coûts d'achat et d'installation. Le bâtiment d'appartements Council Tower à Saint Louis est un exemple d'application d'un réseau à un seul tuyau (Cunniff, 2011). Des économies d'énergie sont réalisées lorsque certaines unités d'une même boucle fonctionnent en mode chauffage et d'autres en climatisation.

1.1.5 Réseaux thermiques urbains dans le monde et au Canada

La plupart des données disponibles sur les réseaux thermiques urbains concernent les pays européens. Au Danemark par exemple, le marché est très favorable aux réseaux urbains grâce à une planification municipale et nationale, comprenant entre autres une forte taxation du pétrole (Reidhav & Werner, 2008). Au Tableau 1.2 apparaissent les prix de l'énergie pour les utilisateurs reliés à un réseau urbain pour différents pays européens. Par exemple, le coût de l'énergie issue d'un réseau urbain est de 21.3 \$/GJ en Suède. Là bas, 42 % des habitants sont reliés à un réseau urbain. Pour les 5 exemples cités, l'énergie provient principalement de la récupération de chaleur.

Tableau 1.2. Réseaux urbains (Euroheat, 2011)

Pays	Habitants reliés (%)	Sources d'énergie (%)			Prix (\$/GJ)
		Récupération de chaleur	Énergie renouvelable (direct)	Autres	
Danemark	61.2	64.35	24.83	10.82	32.2
Finlande	49	74.96	5.92	19.11	16.5
France	8	46	6	48	21.4
Allemagne	14	91.32	0.21	8.47	25.2
Suède	42	67	24	9	21.3

À Montréal, le CCUM (Climatisation et Chauffage Urbain de Montréal) gère un réseau de production et de distribution de chaleur et de froid s'étendant sur 3 km (CCUM, 2012). Il fournit une partie des besoins de chauffage et de climatisation du centre-ville de Montréal. Les réseaux thermiques sont très peu utilisés au Canada, en raison tout d'abord du coût peu élevé de l'énergie dû à la présence d'importantes ressources naturelles telles que l'eau ou l'énergie fossile ainsi qu'à la faible taxation de ces énergies. Le prix du gaz en Alberta est de 9 \$/GJ environ. Au Québec, l'hydroélectricité coûte 0.0827 \$/kWh soit 23 \$/GJ. Ainsi, la concurrence des énergies dites « classiques » est très forte au Canada et ralentit la croissance des réseaux thermiques urbains. Pour mieux comprendre le marché de l'énergie et le potentiel des réseaux urbains au Canada, (Dalla Rosa et al., 2012) réalisent une étude de cas pour une zone urbaine d'Ottawa. Ils concluent qu'avec le marché actuel de l'énergie, les réseaux urbains à faible température d'alimentation et les réseaux à faible densité de chaleur n'ont pas encore leur place au Canada.

1.2 Stockage saisonnier de chaleur par puits géothermiques

La ressource solaire est très importante au Canada et représente une source d'énergie potentielle pour l'implantation de réseaux urbains. Cependant, cette énergie est principalement disponible en été, lorsque les besoins en chauffage sont faibles. Le stockage de l'énergie solaire l'été pour une utilisation en hiver, appelé stockage saisonnier de chaleur, s'avère être une option intéressante qui est employée en Europe. Tout d'abord, les caractéristiques principales des puits géothermiques verticaux en boucle fermée sont présentées. Cette section introduit ensuite les différents types de stockage saisonnier et présente plus particulièrement les travaux concernant le stockage saisonnier par puits géothermiques utilisant la ressource solaire.

1.2.1 Système géothermique vertical en boucle fermée

La géothermie tire avantage de l'énergie stockée dans le sol sous forme de chaleur. Au centre de la Terre, les scientifiques estiment la température à 6000 °C. La température du sol augmente avec la profondeur, selon un gradient géothermique d'une valeur de 1 à 3 °C par 100 m (Banks, 2008). Proche de la surface, la température du sol est largement influencée par celle de l'air ambiant. Cependant, à quelques mètres de profondeur la température du sol est stable, d'une température de l'ordre de la température moyenne annuelle de l'air. Ainsi, le sol est plus chaud que l'air en hiver et plus froid que l'air en été, constituant une source ou un puits de chaleur selon la saison. L'énergie peut être récupérée en utilisant l'eau souterraine directement (boucle ouverte), ou par l'intermédiaire d'un échangeur de chaleur dans le sol (boucle fermée).

Il existe différents types de systèmes géothermiques : ceux-ci peuvent se classer en trois catégories, en fonction de la température (ASHRAE, 2011) :

- Haute température (> 150 °C) : production électrique
- Moyenne et basse température (< 150 °C) : applications sans pompe à chaleur
- Basse température (< 32 °C) : applications avec pompes à chaleur

Les systèmes peuvent aller chercher de la chaleur sur des profondeurs très variées, de 0 à 1000 m pour la géothermie basse température et jusqu'à 6000 m pour la production d'électricité. La présente étude porte sur les échangeurs géothermiques verticaux en boucle fermée, qui se situe dans la catégorie basse et moyenne température et à faible profondeur (< 200 m).

Le dimensionnement d'un champ de puits verticaux vise à déterminer le nombre de puits, la profondeur, l'espacement et la géométrie des puits. Pour une application de chauffage, un paramètre important est le taux d'extraction de chaleur par mètre de forage ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}$). Les puits géothermiques verticaux permettent un échange de chaleur avec le sol de l'ordre de 50 à 100 $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}$ en période de pointe. Cependant, les propriétés thermiques du sol, la température et les conditions d'opération ont une influence sur le taux d'extraction de chaleur (Banks, 2008). L'ASHRAE propose une équation de dimensionnement pour la longueur requise d'échangeur (ASHRAE, 2011). Cette équation permet de dimensionner le puits pour les besoins annuels, mais aussi pour les besoins de pointe mensuelle et horaire. Cependant, pour des systèmes de type hybride avec stockage saisonnier, des simulations intégrant le système au complet sont nécessaires.

Différentes méthodes analytiques ou numériques existent pour la modélisation d'un puits ou d'un champ de puits géothermiques. Les plus connues sont la méthode de la source linéique infinie, de la source linéique finie et de la source cylindrique. Le modèle utilisé dans l'environnement de simulation TRNSYS (Klein, 2004) pour les puits géothermiques est le modèle DST (duct ground heat storage model). Il prédit la température et le taux de transfert de chaleur dans tout le domaine d'étude. Pour plus de détails, le lecteur est invité à consulter le mémoire de Simon Chapuis (Chapuis, 2009).

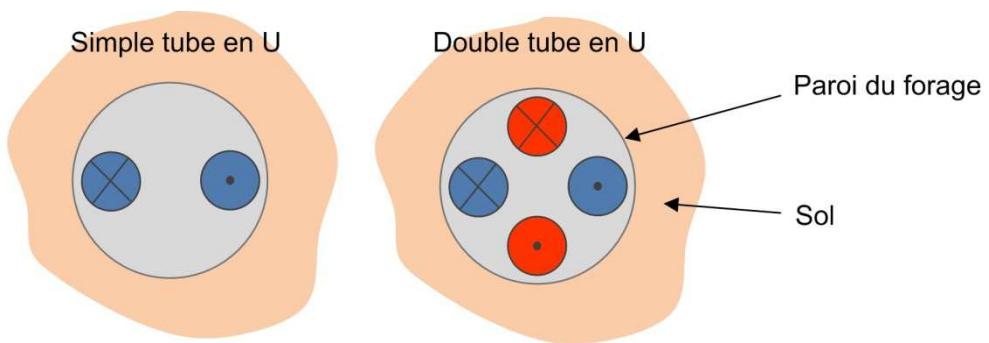


Figure 1.3. Coupe d'un échangeur géothermique vertical à simple et double tube en U

La configuration de puits la plus employée en Amérique du Nord est le simple tube en U, c'est-à-dire que l'échangeur géothermique forme un U dans le forage. Une alternative répandue en

Europe est le double tube en U. Tels que représentés à la Figure 1.3, les échangeurs à simple tube en U ont un tuyau descendant et un tuyau ascendant tandis que les échangeurs à double tube en U ont deux tuyaux descendants et deux tuyaux ascendants dans chaque puits.

Pour les puits à double tube en U, les circuits ont généralement les mêmes conditions d'entrée (température du fluide et débit). L'avantage de ce type de configuration est d'obtenir une résistance thermique du puits plus faible ce qui réduit la longueur requise de l'échangeur géothermique (Eslami-Nejad, 2011). Les échangeurs géothermiques à double tube en U peuvent être constitués de deux circuits indépendants, c'est à dire avec des conditions d'entrée différentes, tel que montré à la Figure 1.4. Eslami-Nejad & Bernier (2011) présentent un modèle pour les puits géothermiques à double tube en U à deux circuits indépendants. L'application proposée est de coupler l'un des circuits à des panneaux solaires et l'autre circuit à une pompe à chaleur. Ainsi, les deux circuits opèrent indépendamment l'un de l'autre.

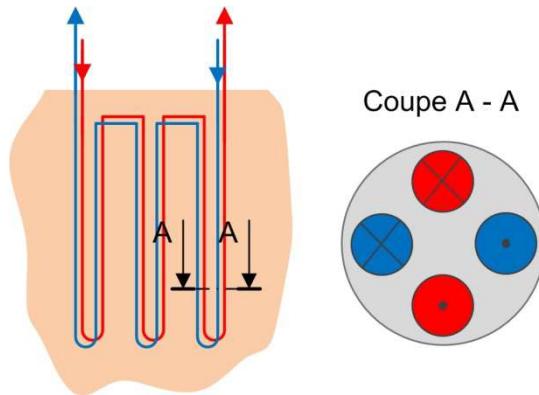


Figure 1.4. Schéma de trois puits géothermiques à double tube en U à deux circuits indépendants

1.2.2 Stockage saisonnier de l'énergie solaire

Pour des latitudes élevées, l'énergie solaire est principalement disponible en été. Grâce à un stockage saisonnier, il est possible de stocker cette énergie solaire durant l'été et de la récupérer en hiver pour le chauffage des locaux, tel qu'illustré à la Figure 1.5.

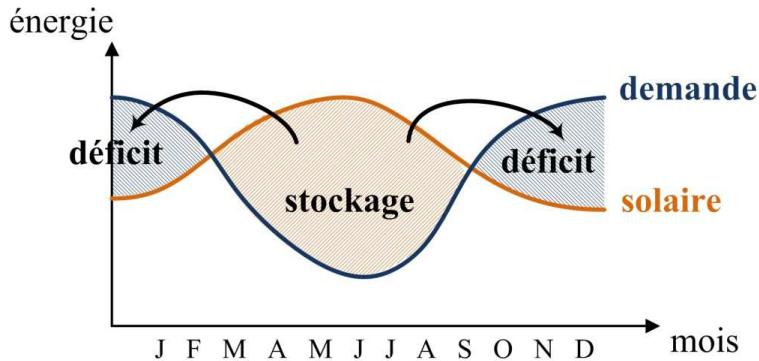


Figure 1.5. Principe du stockage saisonnier - Adapté de (Hadorn, 1988)

Hooper (1983) présente le premier projet de démonstration de stockage saisonnier au Canada. Ce projet remonte à 1976 et se nomme Provident House. Le second projet de stockage saisonnier de chaleur avec recharge solaire, le Aylmer Senior Citizens Apartment, a été réalisé en 1978 et comprenait le chauffage de l'eau chaude domestique. L'amélioration concernant le chauffage solaire proposé par Hooper est à cette époque de combiner stockage à court terme et stockage à long terme. Les maisons d'une communauté partageraient un stockage à long terme et chaque maison possèderait son propre stockage à court terme.

Hadorn (1988) est l'ouvrage de référence concernant le stockage saisonnier. Cette étude, axée sur la situation en Suisse, montre que sans stockage saisonnier, l'énergie solaire ne peut fournir que 30 à 40 % des besoins de chauffage en Suisse. Selon lui, l'avenir du stockage saisonnier dépend du développement des réseaux urbains, même à petite échelle (20 à 100 maisons). Un stockage centralisé permet des économies d'échelle et une réduction des pertes de chaleur. Cependant, si la densité de consommateurs est faible, les économies d'échelle du stockage ne pourront contrebalancer les coûts de distribution.

Pinel et al. (2011) présentent une revue des méthodes de stockage saisonnier de l'énergie solaire. L'une des caractéristiques principales d'un stockage est sa capacité à absorber et rejeter de la chaleur avec un taux de transfert adéquat. Parmi les types de stockage, il existe les stockages avec matériaux à changement de phase (PCM), où la chaleur est sous forme latente. Les stockages d'énergie sous forme sensible sont les plus utilisés et consistent à faire augmenter la température d'un solide ou d'un liquide, par exemple de l'eau ou d'un sol, sans changement de phase.

Pahud (2002) présente les différents types de stockage dans le sol (UTES - undergroung thermal energy storage). Il existe trois catégories : stockage par puits géothermique (BTES - borehole thermal energy storage), stockage en aquifère (ATES - aquifer thermal energy storage), stockage par réservoir d'eau ou d'eau et gravier.

L'implantation des réseaux urbains et des installations solaires est très importante en Europe. Un réseau d'instituts et d'entreprises nommé "European large-scale solar heating network" a été créé en 1997 et a pour objectif le partage d'informations et la promotion de centrales solaires à grande échelle (Dalenbäck, 2003). La Suède possède 18 des 52 plus grandes centrales solaires européennes. La plupart de ces centrales sont conçues pour assurer les besoins estivaux grâce à un stockage à court terme. Cependant, 12 d'entre elles possèdent un stockage saisonnier de chaleur leur permettant de couvrir la majorité des besoins en chauffage.

Pavlov & Olesen (2011) décrivent les systèmes de stockage saisonnier de l'énergie solaire par échangeurs souterrains, et particulièrement les stockages par puits géothermiques. À capacité de stockage égale, un stockage par puits géothermiques nécessitera un volume trois à cinq fois plus grand qu'un stockage dans un réservoir d'eau. De préférence, le sol devra être de la roche ou un sol saturé en eau. Quand un stockage journalier permet une fraction solaire (i.e. la part d'énergie solaire dans l'énergie totale fournie) de l'ordre de 15 %, un stockage saisonnier permet une fraction solaire de 50 à 70 %. Plusieurs projets de stockage saisonnier de chaleur par puits géothermiques ont vu le jour, notamment en Europe mais aussi au Canada. Parmi eux, le projet de Neckarsulm en Allemagne avec un volume de stockage dans le sol de 63,400 m³ et une température de design maximum de 85 °C. La fraction solaire est de 50 %.

Le cas d'Anneberg en Suède est aussi un bel exemple : 2400 m² de panneaux solaires alimentent un réseau de 50 unités résidentielles. Le stockage saisonnier par puits géothermiques constitué de 100 puits à double tube en U dans un volume de sol de 65,000 m³ permettrait selon les estimations d'obtenir une fraction solaire de 70 % après 3 à 5 ans d'opération. Ce stockage a été conçu pour des températures de design de 30 à 45 °C grâce à un chauffage à basse température (plancher radiant). Lundh & Dalenbäck (2007) présentent les résultats des deux premières années d'opération d'Anneberg. De nombreux problèmes sont survenus au cours de la construction et durant les premières années d'opération et ont engendré une moins bonne efficacité du système. En 2004, la part de l'énergie solaire était trois fois moins grande qu'attendu.

Bien que la technologie se soit beaucoup développée en Europe, le Canada a su démontrer son savoir-faire avec le projet de la communauté solaire Drake Landing (DLSC - Drake Landing Solar Community). Cette communauté solaire est au cœur de ce mémoire et sera discutée plus longuement au chapitre suivant. La communauté consiste en un réseau urbain de 52 maisons et possède un stockage à court terme et un stockage saisonnier par puits géothermiques alimentés par des panneaux solaires. De nombreuses informations sont disponibles sur le site internet de DLSC, notamment les conditions actuelles du système (McClenahan et al., 2007).

CHAPITRE 2 COMMUNAUTÉ SOLAIRE DRAKE LANDING

2.1 Introduction

La communauté solaire Drake Landing (DLSC - Drake Landing Solar Community) est la première de ce type au Canada. Sa construction s'est achevée en août 2007. Ce projet a été entrepris et conduit par Ressources Naturelles Canada. L'objectif principal était d'atteindre une fraction solaire de 90 % après 5 ans d'opération. Ce fut un réel succès puisque la fraction solaire avait atteint 86 % dès la quatrième année et 97 % la cinquième année. Le projet a été récompensé en 2011 par le Golden Energy Globe World Award. La Figure 2.1 est une photo aérienne de la communauté prise en hiver 2010. Les zones noires correspondent aux capteurs solaires.



Figure 2.1. Communauté solaire Drake Landing en hiver 2010 - Tiré de (DLSC, 2007)

2.2 Description

La communauté solaire Drake Landing est située à proximité de Calgary, dans la ville d'Okotoks en Alberta. Elle comprend 52 unités de logement de type unifamilial. L'énergie solaire est collectée par 798 panneaux solaires thermiques disposés sur le toit des garages des habitations. Un stockage par puits géothermiques verticaux (BTES - Borehole Thermal Energy Storage) assure le stockage saisonnier de l'énergie solaire tandis que le stockage à court terme (STTS - Short-Term Thermal Energy Storage) correspond à un stockage journalier de chaleur. La

combinaison de ces deux stockages permet de fournir une grande partie des besoins de chauffage des 52 maisons tout au long de l'année. Les abréviations BTES et STTS seront utilisées à travers ce mémoire pour désigner le stockage saisonnier de chaleur par puits géothermiques et le stockage à court terme.

Chaque maison comprend une centrale de traitement d'air (CTA) alimentée par le réseau urbain et un système individuel de chauffage de l'eau chaude sanitaire (ECS). La CTA permet le chauffage de l'air et l'alimentation en air neuf. Elle possède un ventilateur récupérateur de chaleur qui vient préchauffer l'air neuf grâce à l'air vicié. Chaque maison possède sur son toit deux panneaux solaires thermiques permettant de fournir une partie des besoins en eau chaude sanitaire. Ces panneaux solaires alimentent un échangeur situé dans un réservoir de préchauffage au sous-sol de la maison. L'eau préchauffée atteint un second réservoir (non représenté sur la figure) équipé d'un auxiliaire de chauffage au gaz. Ce système de chauffage solaire de l'ECS permet de combler jusqu'à 60 % des besoins en ECS. Le système est représenté schématiquement à la Figure 2.2.

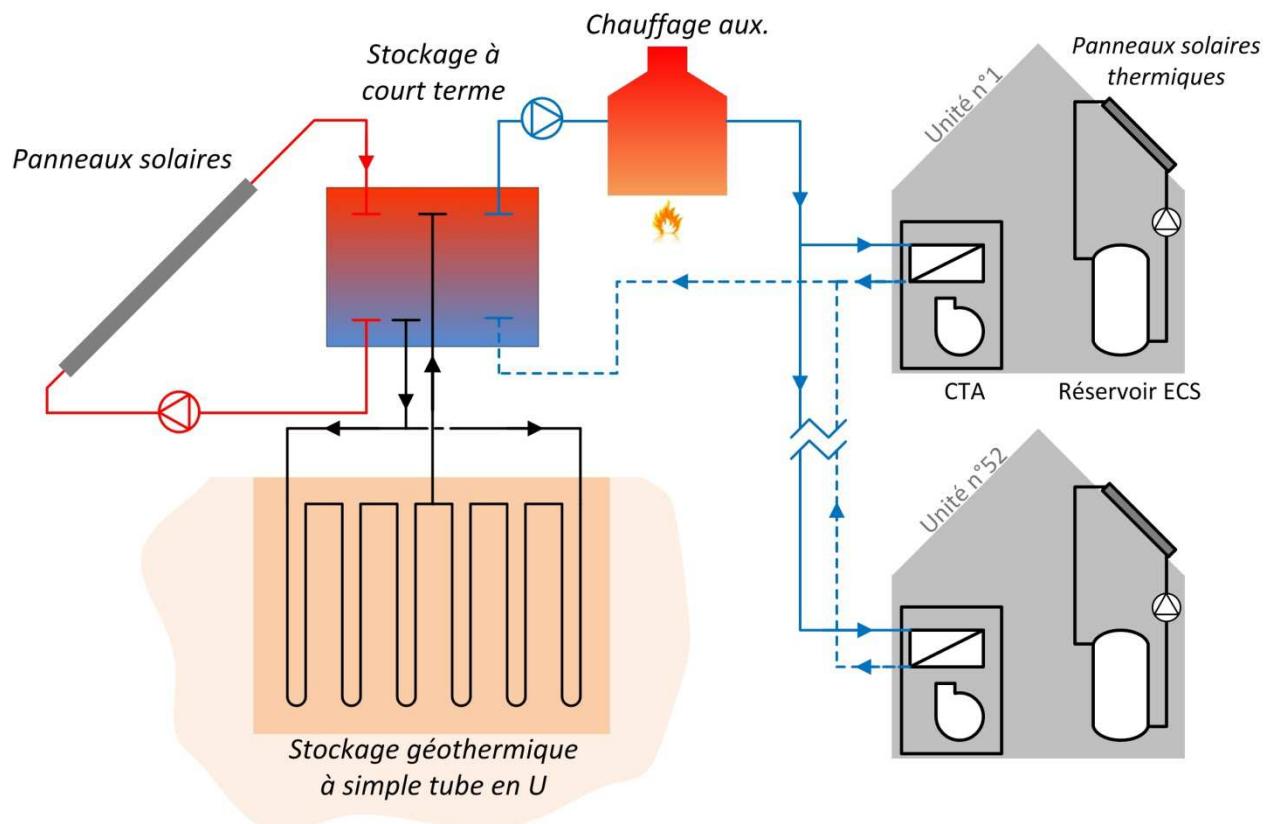


Figure 2.2. Schéma de la communauté solaire Drake Landing

Par souci de simplification, l'échangeur de chaleur (HX1) entre le circuit solaire et le stockage à court terme de même qu'un second échangeur de chaleur (HX2) entre le stockage à court terme et le réseau urbain n'ont pas été représentés sur la figure ci-dessus. Le circuit de charge est représenté en rouge : les panneaux solaires alimentent le stockage à court terme dès lors que de l'énergie solaire est disponible. Le fluide utilisé dans la boucle solaire est de l'eau glycolée. Les paramètres des panneaux solaires sont décrits au Chapitre 3. Le circuit en bleu représente le réseau urbain alimentant les unités de chauffage des logements. Le fluide utilisé est de l'eau. Le réseau urbain est un circuit à deux tuyaux à retour direct. La tuyauterie utilisée pour le réseau est un tuyau en plastique pré-isolé et enterré dans le sol. Un chauffage auxiliaire central constitué de deux chaudières au gaz assure les besoins de chauffage au cas où l'énergie délivrée par le stockage à court terme n'est pas suffisante. L'auxiliaire de chauffage hausse la température jusqu'à la température de consigne.

Le stockage saisonnier de chaleur est constitué de 144 puits géothermiques à simple tube en U de 35 m de profondeur. La géométrie et les différents paramètres du stockage saisonnier sont fournis au Chapitre 4.

Le stockage à court terme (STTS), constitué de deux réservoirs d'eau de 120 m³ chacun, assure la connexion entre le circuit solaire, le réseau urbain et le stockage saisonnier. Selon le niveau de charge du stockage à court terme, de l'énergie est puisée du stockage saisonnier ou bien injectée dans celui-ci à travers les 144 puits géothermiques qui le composent. Sur la figure, le BTES est en mode décharge : du fluide froid provenant du STTS est envoyé dans le BTES et se réchauffe à travers les puits géothermiques pour retourner au STTS. Une stratification dans le STTS est créée à l'aide de chicanes stratégiquement localisées, permettant de minimiser la température à l'entrée des panneaux solaires et du BTES en mode décharge et de maximiser la température d'alimentation au réseau et au BTES en mode recharge. Le STTS sert principalement de stockage tampon, c'est-à-dire qu'il permet d'absorber rapidement l'énergie solaire, qui sur une journée se répartit sur 12 h environ. Il permet de plus de transférer rapidement de l'énergie au réseau urbain, pour assurer les pics de demande de chauffage. Le STTS, l'auxiliaire central de chauffage au gaz, les échangeurs et la majorité des pompes de circulation et des contrôleurs sont localisés dans un bâtiment commun appelé Centre Énergétique. Des panneaux photovoltaïques alimentent le centre énergétique en électricité : 13 GJ ont ainsi été économisés pour l'année 2008-2009. De plus, le

centre est muni d'un stockage électrique sous forme de batterie permettant de maintenir un certain débit d'eau dans le réseau urbain pendant quelques heures en cas de panne du réseau électrique.

Le plan de la communauté est présenté à la Figure 2.3. La communauté est agencée en deux rues principales, avec à l'arrière les garages. Le réseau urbain est divisé en quatre boucles d'eau, avec en rouge l'alimentation et en bleu le retour. Chaque boucle alimente, du haut vers le bas de la figure, 12, 14, 15 et 11 maisons. Les panneaux solaires sont répartis en quatre rangées alimentées par deux boucles d'eau glycolée. La rangée en haut de la figure est alimentée par une boucle. Les trois autres rangées sont alimentées par la même boucle. Tous ces réseaux se rejoignent au niveau du centre énergétique. L'alimentation au BTES est divisée en 4 circuits, chacun alimentant 6 sous circuits. Au total, 24 branches de 6 puits en série forment le stockage saisonnier.

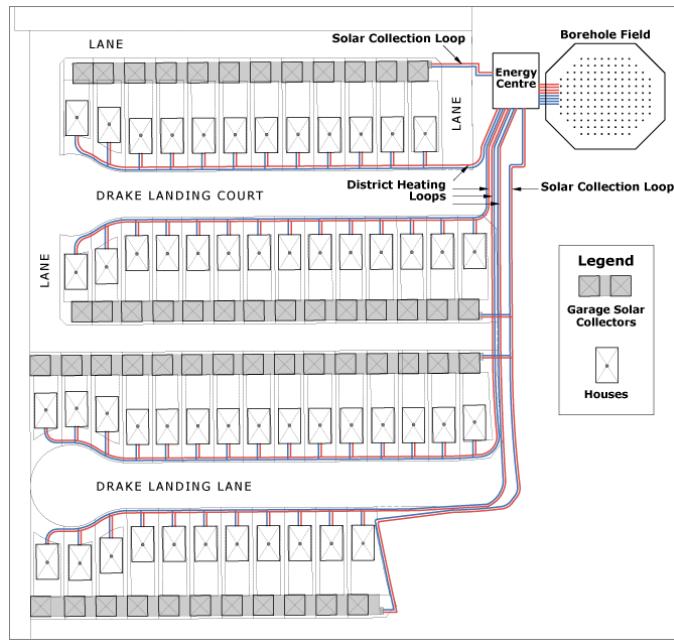


Figure 2.3. Plan de la communauté solaire Drake Landing - Tiré de (DLSC, 2007)

2.3 Régulation

La régulation de la communauté solaire s'effectue principalement dans le centre énergétique. Les deux réservoirs d'eau du STTS agissent comme un stockage tampon. Ils reçoivent l'énergie solaire lorsque celle-ci est disponible. L'énergie contenue dans le STTS est envoyée vers le

réseau urbain lorsqu'il y a des besoins de chauffage. Lorsque le stockage à court terme est chargé, autrement dit lorsque celui-ci contient assez d'énergie pour fournir les besoins de chauffage pour les prochaines heures, de l'énergie est envoyée vers le stockage saisonnier. En revanche, lorsque le stockage à court terme est déchargé, c'est-à-dire que l'énergie contenue dans les réservoirs n'est pas suffisante pour assurer les besoins de chauffage actuels et futurs, de l'énergie est puisée du stockage saisonnier et envoyée vers le STTS. L'objectif pour l'équipe de conception de DLSC était d'établir une stratégie de régulation pour chaque sous-système qui optimiserait le système dans son ensemble (Wong et al., 2006). Tout d'abord, la température d'opération du réseau urbain doit être la plus basse possible tout en garantissant le confort des occupants. Ensuite, le système doit être suffisamment réactif aux changements de température extérieure.

2.3.1 Panneaux solaires

Le débit est variable dans les panneaux solaires et donc dans l'échangeur HX1 côté chaud. Le débit dans l'échangeur côté froid (provenant du STTS) est le même que le débit côté chaud. Le contrôle est effectué sur la différence de température côté chaud de l'échangeur. Cette différence de température est maintenue constante. Cela permet de maximiser l'énergie solaire collectée et de minimiser l'énergie de pompage. Une séquence de contrôle plus complexe est mise en place pour la mise en route et l'arrêt de la pompe de circulation du circuit solaire, celle-ci se base sur la différence de température entre le fluide sortant des panneaux solaires et la température la plus froide du STTS.

2.3.2 Stockage saisonnier de chaleur (BTES)

L'objectif pour le contrôle du BTES est de minimiser la température du stockage afin de minimiser les pertes. Dans le même temps, l'énergie disponible dans le BTES doit être maximale et la température suffisante pour assurer les besoins tout au long de la saison de chauffage. Le contrôle est effectué sur la température du fluide entrant et sortant du BTES. Ces températures permettent de déterminer si de l'énergie peut être extraite depuis le BTES ou envoyée vers le BTES.

2.3.3 Réseau urbain

Le réseau urbain a une température de consigne et un débit variable. La température de consigne du réseau urbain varie de 55 à 37 °C en fonction de la température extérieure (cf. Chapitre 3). Comme discuté dans la revue de littérature, il est intéressant d'avoir une température de retour du réseau la plus basse possible. À DLSC, cela permet de préserver la stratification dans le STTS et ainsi garantir une température basse à l'entrée des panneaux solaires. Réduire la température d'opération permet ainsi d'augmenter l'efficacité des panneaux solaires. L'une des solutions a été de concevoir une unité de chauffage des locaux capable de fournir la capacité requise en acceptant une température d'entrée d'eau pouvant descendre jusqu'à 37 °C. Le débit d'eau dans les unités de chauffage est constant ($0.125 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$) mais le débit d'air est ajusté pour maximiser l'échange de chaleur. Le débit du réseau urbain est régulé en fonction du nombre de maisons ayant des besoins de chauffage et donc sollicitant le réseau. Celui-ci est varié grâce à un entraînement à vitesse variable sur la pompe qui maintient la pression constante dans le réseau. Des vannes de régulation à deux positions et indépendantes de la pression sont utilisées pour garantir un débit constant dans chaque maison peu importe la position dans le réseau.

La Figure 2.4 montre les tuyaux d'alimentation et de retour dans une maison. Il est également possible de distinguer le compteur d'énergie (indiqué par la flèche rouge) qui grâce à des mesures de débit et température permet de déterminer la quantité de chaleur délivrée à la maison.



Figure 2.4. Connexions au réseau urbain à l'intérieur d'une maison de DLSC

2.3.4 Stockage à court terme (STTS)

Le STTS doit être en mesure d'alimenter en fluide froid les panneaux solaires lorsque de l'énergie solaire est disponible. Il doit aussi permettre l'alimentation en fluide chaud au réseau urbain lorsqu'il y a des besoins de chauffage. Il doit également minimiser la quantité d'énergie envoyée au BTES tout en gardant une température assez faible pour minimiser les pertes de chaleur. Ainsi le STTS est contrôlé comme suit (Wong et al., 2006) :

1. Calculer la charge de chauffage des maisons pour les 6 prochaines heures à partir de la température extérieure
2. Déterminer la quantité d'énergie disponible dans le STTS en fonction du profil de température dans les réservoirs
3. Comparer la charge de chauffage à l'énergie disponible dans le STTS
4. Prédire les gains solaires en fonction de l'heure et du jour de l'année
5. Compte tenu de toutes ces données, décider d'envoyer de l'énergie au BTES ou d'en extraire pour combler les manques du STTS

2.4 Performances énergétiques

Dans un premier temps, il est important de définir plusieurs paramètres utilisés dans la littérature pour présenter les performances de DLSC : l'efficacité du STTS, du BTES et la fraction solaire. L'efficacité du STTS permet de renseigner sur les pertes de chaleur des deux réservoirs le constituant. L'efficacité du STTS est définie par l'équation suivante :

$$\text{Efficacité du STTS} = \frac{\text{Energie extraite du STTS}}{\text{Energie injectée dans le STTS}} \quad (2.1)$$

L'énergie extraite du STTS correspond à la somme de l'énergie solaire fournie au réseau et de l'énergie envoyée au BTES. L'énergie injectée dans le STTS correspond à l'énergie collectée par les panneaux solaires ainsi que l'énergie extraite du BTES.

De même, l'efficacité du BTES correspond au ratio entre l'énergie extraite du BTES lors de la phase de décharge du stockage saisonnier et l'énergie injectée dans le BTES lors de la phase de charge :

$$\text{Efficacité BTES} = \frac{\text{Energie extraite du BTES}}{\text{Energie injectée dans le BTES}} \quad (2.2)$$

Enfin, le paramètre le plus utilisé pour définir les performances d'une communauté solaire est la fraction solaire. Il s'agit de la part d'énergie solaire dans l'énergie totale fournie au réseau urbain. La fraction solaire est ainsi donnée par l'équation suivante :

$$\text{Fraction solaire} = 1 - \frac{\text{Energie auxiliaire}}{\text{Energie totale fournie au réseau}} \quad (2.3)$$

L'énergie auxiliaire correspond ici à l'énergie totale fournie au réseau urbain par les deux chaudières au gaz.

Un modèle TRNSYS a été créé par l'équipe de conception afin de modéliser au mieux le comportement de la communauté solaire avant sa construction. Il comprend entre autres les panneaux solaires, le STTS, le BTES, les contrôleurs et les tuyaux connectant les différents éléments entre eux. La charge de chauffage des maisons a été calculée grâce au logiciel ESP-r et intégrée au modèle TRNSYS.

De multiples simulations avec le logiciel TRNSYS ont permis d'optimiser différents paramètres tels que le nombre de panneaux solaires ou le nombre et la profondeur des puits géothermiques. Les simulations ont permis de prédire les performances énergétiques de la communauté pour les premières années d'opération. Il est intéressant de comparer les données de performances obtenues grâce aux simulations TRNSYS intégrant le design final de la communauté (cf. Tableau 2.1) aux données de performances réellement mesurées sur le site de DLSC de juillet 2007 à juin 2012 (cf. Tableau 2.2). L'année d'opération va du 1^{er} janvier au 31 décembre pour les performances simulées tandis que l'année d'opération pour les performances mesurées va du 1^{er} juillet au 30 juin.

Tableau 2.1. Données de performances de DLSC simulées - Adapté de (Sibbit et al., 2012)

Année d'opération	1	2	3	4	5
Degrés jours ($^{\circ}\text{C.jour}$)	5200	5200	5200	5200	5200
Rayonnement horizontal (GJ/m^2)	4.97	4.97	4.97	4.97	4.97
Rayonnement incident (GJ/m^2)	6.08	6.08	6.08	6.08	6.08
Énergie solaire collectée (GJ)	4480	3830	3630	3550	3520
Efficacité des panneaux solaires ¹	0.32	0.28	0.26	0.25	0.25
Efficacité du STTS	0.99	0.99	0.98	0.98	0.98
Énergie dans le BTES (GJ)	3030	2390	2200	2110	2080
Efficacité du BTES	0.09	0.23	0.35	0.4	0.41
Énergie solaire fournie au réseau (GJ)	1670	1930	2140	2230	2240
Énergie totale fournie au réseau (GJ)	2530	2530	2530	2530	2530
Fraction solaire	0.66	0.76	0.85	0.88	0.89
Énergie de pompage (GJ)	54	54	53	52	52
Pertes de chaleur du réseau (GJ)	247	249	250	251	250

¹ Basée sur la superficie brute

Tableau 2.2. Données de performances de DLSC mesurées - Adapté de (Sibbit et al., 2012)

Année d'opération	1	2	3	4	5
Degrés jours ($^{\circ}\text{C.jour}$)	5060	5230	4890	5480	4500
Rayonnement horizontal (GJ/m^2)	4.63	4.96	4.65	4.58	4.75
Rayonnement incident (GJ/m^2)	5.82	6.07	5.49	5.45	5.67
Énergie solaire collectée (GJ)	4470	4580	4270	4060	4430
Efficacité des panneaux solaires ¹	0.34	0.33	0.34	0.33	0.34
Efficacité du STTS	0.96	0.91	0.95	0.93	0.88
Énergie dans le BTES (GJ)	2610	2810	2500	2260	2520
Efficacité du BTES	0.06	0.2	0.35	0.54	0.36
Température au centre stockage ($^{\circ}\text{C}$)	38.7	50	54.1	52.2	56.9
Énergie solaire fournie au réseau (GJ)	1670	1790	2030	2460	2050
Énergie totale fournie au réseau (GJ)	3040	2960	2550	2860	2120
Fraction solaire	0.55	0.60	0.80	0.86	0.97
Électricité ² (GJ)	198	197	186	163	173
Pertes de chaleur du réseau (GJ)	235	385	142	141	1.4

¹ Basée sur la superficie brute

² Consommation du centre énergétique (pompes, contrôleurs, éclairage, ventilation) moins la génération par les panneaux solaires photovoltaïques

L'énergie solaire collectée prend en compte les pertes de chaleur dans la tuyauterie, c'est-à-dire l'alimentation aux panneaux solaires et le retour au centre énergétique. L'énergie totale fournie au réseau comprend l'énergie nécessaire au chauffage des maisons mais aussi les pertes de chaleur dans le réseau. Ainsi, pour l'année 3, les besoins de chauffage en simulation sont de 2280 GJ (2530 GJ moins 250 GJ).

Les différences entre les données simulées et mesurées peuvent s'expliquer par les modifications effectuées sur le système et les contrôles (Sibbit et al., 2012). En particulier, le récupérateur de chaleur intégré à chaque CTA s'est avéré moins efficace que prévu, augmentant ainsi la charge de chauffage des maisons. Les besoins de chauffage sont de 43.8 GJ par maison en simulation et de 50.5 GJ par maison en moyenne les quatre premières années d'opération réelle.

En simulation, les pertes de chaleur du réseau sont d'environ 250 GJ. Ces pertes sont donc de l'ordre de 10 % de l'énergie totale fournie au réseau. En revanche, les pertes de chaleur mesurées sont assez disparates, avec par exemple 385 GJ pour l'année 2 et 141 GJ pour l'année 4. Les pertes de chaleur mesurées l'année 5 sont très faibles par rapport aux autres années, il s'agit certainement d'une erreur.

La fraction solaire prédicta par les simulations TRNSYS est de 66 % la première année et atteint 89 % l'année 5. La fraction solaire mesurée est plus faible les quatre premières années, variant de 55 % à 86 %. En effet, l'énergie totale fournie au réseau est plus élevée qu'attendu et l'énergie solaire fournie au réseau plus faible. En revanche, la dernière année d'opération, la fraction solaire atteint 97 %, grâce en particulier à des besoins de chauffage plus faibles que prévu liés à un hiver relativement doux.

Chaque mois, les performances énergétiques de DLSC sont publiées sur le site internet (DLSC, 2007). La Figure 2.5 montre l'évolution de l'énergie solaire collectée et délivrée au réseau, ainsi que l'énergie délivrée et extraite du BTES pour l'année 2011. L'énergie délivrée au BTES suit le profil de la courbe de l'énergie solaire collectée : beaucoup d'énergie est envoyée au BTES pendant les mois d'été où l'énergie solaire collectée est importante et les besoins de chauffage sont faibles. Du mois de juin au mois d'octobre, aucune énergie n'est extraite du BTES : le STTS suffit à assurer les besoins de chauffage. Pour les mois de janvier, février et décembre, aucune énergie n'est délivrée au BTES : toute l'énergie solaire collectée est envoyée directement vers le

réseau. En revanche, pendant ces mois d'hiver, beaucoup d'énergie est extraite du BTES pour venir compléter l'apport du STTS.

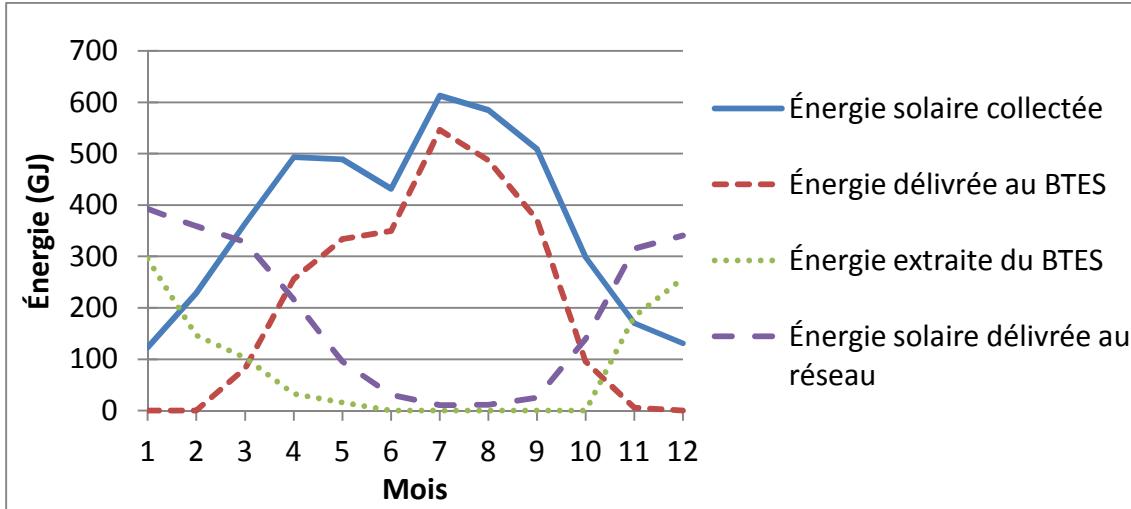


Figure 2.5. Données de performances mensuelles de DLSC pour l'année 2011

2.5 Coûts

Les coûts ont une importance majeure dans le design de ce type de communauté. En effet, une configuration permettant d'obtenir une fraction solaire de 100 % ne sera pas retenue si celle-ci n'est pas économiquement viable. La communauté solaire DLSC est un projet fortement subventionné, elle représente plus une démonstration technique qu'une démonstration économique.

La répartition des coûts pour le projet DLSC apparaît au Tableau 2.3. Ces coûts ne correspondent pas aux coûts réels du projet mais aux coûts pour refaire un tel projet. Les coûts du centre énergétique incluent les échangeurs de chaleur, les réservoirs d'eau (STTS), les pompes de circulation et les chaudières au gaz. L'achat et l'installation des panneaux solaires contribuent pour la plus grande partie du coût total (34 %). La distribution est aussi un poste important puisqu'il représente 30 % du coût total du projet.

Tableau 2.3. Répartition des coûts pour le projet DLSC - Adapté de (Sibbit et al., 2011)

Système	Coût (\$ CAN)	Coût (%)
Panneaux solaires	710,000	21
Installation des panneaux solaires	430,000	13
Stockage saisonnier par puits géothermiques	620,000	18
Distribution du réseau urbain et circuit solaire	1,025,000	30
Centre énergétique incluant les réservoirs STTS	600,000	18
Total	3,385,000	100

2.6 Résumé

La communauté solaire Drake Landing alimente un réseau urbain de 52 maisons unifamiliales grâce à l'énergie solaire. L'énergie solaire est collectée à travers 798 panneaux solaires totalisant 2,293 m², puis conservée dans un stockage à court terme et dans un stockage à long terme. Le stockage à court terme consiste en deux réservoirs d'eau de 120 m³ chacun. Le stockage à long terme, aussi appelé stockage saisonnier de chaleur, est constitué de 144 puits géothermiques verticaux de 35 m de profondeur. Le stockage à court terme (STTS) permet d'obtenir des taux de transferts de chaleur élevés afin d'assurer les pics de demande de chauffage. Le stockage à long terme (BTES) quant à lui permet d'avoir une grande capacité de stockage et vient en support au STTS si nécessaire. Une régulation complexe a été mise en place afin d'obtenir un fonctionnement global optimal. Les simulations TRNSYS ont permis une bonne estimation des performances énergétiques malgré quelques différences avec le comportement réel de la communauté. La fraction solaire est un bon indicateur de la performance de la communauté, elle représente la part de l'énergie solaire dans l'énergie totale fournie au réseau. L'objectif principal pour l'équipe de conception était d'atteindre une fraction solaire de 90 % au bout de 5 années d'opération. L'objectif est largement atteint puisque la fraction solaire était de 97 % après 5 ans. Le coût total du projet se répartit de la façon suivante : 34 % pour les panneaux solaires et leur installation, 30 % pour la distribution de chaleur, 18 % pour le stockage saisonnier et 18 % pour le centre énergétique.

CHAPITRE 3 CONSIDÉRATIONS PRÉLIMINAIRES

3.1 Introduction

Ce chapitre a pour but de présenter des notions utiles pour la suite. Il vise à introduire des modèles TRNSYS tels que le modèle de capteur solaire ou les modèles de tuyauterie. Dans le cadre d'un projet visant à utiliser l'énergie solaire pour le chauffage des locaux, l'impact de la localisation est étudié : impact sur l'énergie solaire disponible, impact sur les besoins de chauffage mais aussi sur la concurrence énergétique. Le terme « Communauté solaire » sera utilisé à travers ce mémoire pour désigner un réseau de chauffage urbain alimenté par l'énergie solaire. Des simulations TRNSYS pour les villes de Calgary, Montréal, Vancouver et Whitehorse permettront d'appuyer les propos. Dans un second temps, la distribution de chaleur est analysée : profondeur d'enfouissement d'un tuyau, matériaux utilisés, pertes de chaleur des tuyaux sous terre et hors terre. Une méthodologie d'optimisation du diamètre d'un réseau urbain est présentée. Elle permet de tenir compte des coûts d'achat, d'installation et des coûts d'opération du réseau sur 20 ans. Enfin, le fonctionnement d'une centrale de traitement d'air est présenté et son raccordement à un réseau de chauffage urbain est étudié. Un système de préchauffage de l'eau chaude domestique par le réseau urbain est aussi brièvement étudié.

Les données météorologiques utilisées dans ce mémoire sont issues des fichiers CWEC (Canadian Weather year for Energy Calculation). Ces fichiers contiennent 12 mois typiques pour plusieurs villes canadiennes, sélectionnés à partir de 30 années de données (température extérieure, ensoleillement, vent...).

Le logiciel TRNSYS (TRAnsient SYstem Simulation) permet de modéliser des systèmes mécaniques et de prédire leur comportement en régime transitoire. Le fonctionnement de TRNSYS est basé sur l'utilisation de composants appelés TYPES. Chaque TYPE modélise un composant spécifique grâce à un système d'équations. Une large bibliothèque de TYPES est disponible avec le logiciel (ex. : capteur solaire, réservoir d'eau, échangeur de chaleur ou encore système de régulation). Les TYPES sont insérés dans la feuille de calcul de TRNSYS puis reliés entre eux par l'utilisateur. Un TYPE possède des paramètres (fixes durant la simulation), des entrées et des sorties. Ainsi, la sortie d'un TYPE pourra être l'entrée d'un autre TYPE. Les informations pouvant être échangées entre les TYPES sont très diverses (ex. : température, débit,

taux d'échange de chaleur, signal de régulation, etc.). Le pas de temps et la durée de la simulation sont fixés par l'utilisateur. À chaque pas de temps, le logiciel résout le système d'équations. Une fois la convergence atteinte, il passe au pas de temps suivant.

À la Figure 3.1 est présenté un exemple d'assemblage TRNSYS. Une pompe de circulation (TYPE 3b) alimente un capteur solaire plan (TYPE 1a). La température et le débit du fluide sortant de la pompe sont envoyés au TYPE 1a. Le TYPE 15 est utilisé pour lire le fichier météo de la ville considérée. Les informations d'ensoleillement et de température extérieure sont envoyées au TYPE 1a. Le TYPE 2b permet quant à lui de contrôler la pompe de circulation en fonction la température d'entrée et de sortie des capteurs. Le TYPE 25c permet de générer un fichier de sortie (ex. : température de sortie du capteur).

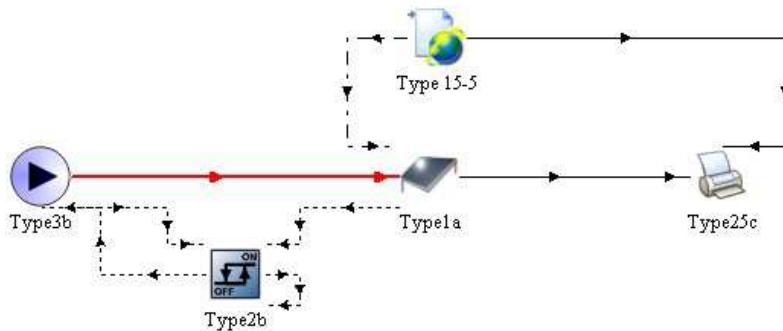


Figure 3.1. Exemple d'un assemblage TRNSYS

3.2 Impact de la localisation sur le design de la communauté

3.2.1 Énergie solaire et besoins de chauffage

Énergie solaire disponible sur un plan incliné

Le potentiel de l'énergie solaire est relativement important sur Terre, et ce même pour des latitudes élevées. Afin de collecter un maximum d'énergie solaire sur l'année, il est généralement recommandé dans l'hémisphère nord de prendre une inclinaison β pour les capteurs solaires de la valeur de la latitude et une orientation plein Sud.

Une simulation effectuée avec le logiciel TRNSYS et utilisant le fichier CWEC de Calgary donne une énergie solaire disponible (encore appelée ensoleillement) sur un plan horizontal de 1381 kWh/m^2 par an. L'ensoleillement sur une surface inclinée de 51° (latitude de Calgary) et orientée plein Sud est de 1767 kWh/m^2 par an, soit un gain de 28 % par rapport à un plan horizontal. Les valeurs mensuelles sont représentées à la Figure 3.2, avec I l'ensoleillement sur un plan horizontal et I_T l'ensoleillement sur une surface inclinée de 51° orientée plein Sud. L'énergie solaire disponible annuellement est plus importante pour le plan incliné mais elle est aussi mieux répartie sur l'année tel que montré à la Figure 3.2.

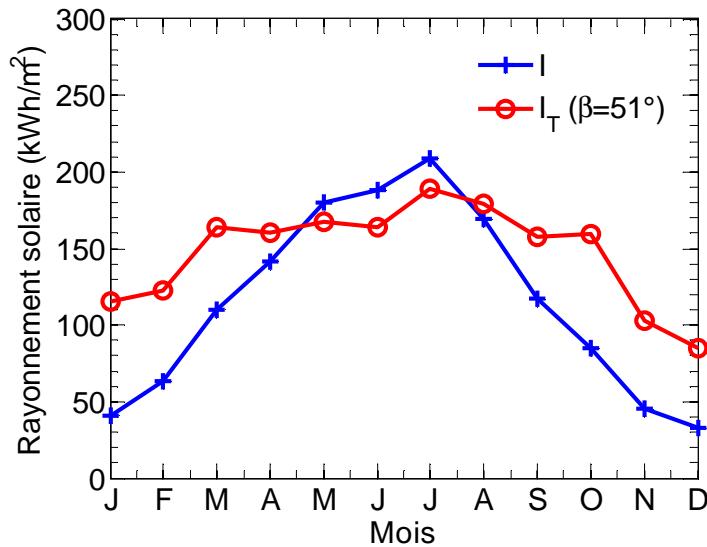


Figure 3.2. Ensoleillement sur un plan horizontal et un plan incliné de 51° orienté plein Sud à
Calgary

En inclinant le plan, il s'agit de tirer avantage de la position du soleil sur l'année et ainsi de maximiser le rayonnement solaire direct. La position du soleil peut être définie en tout temps par deux paramètres : son altitude α_s et son azimut γ_s (cf. Figure 3.3). La position du capteur solaire est définie par son inclinaison β et son azimut (ou orientation) γ .

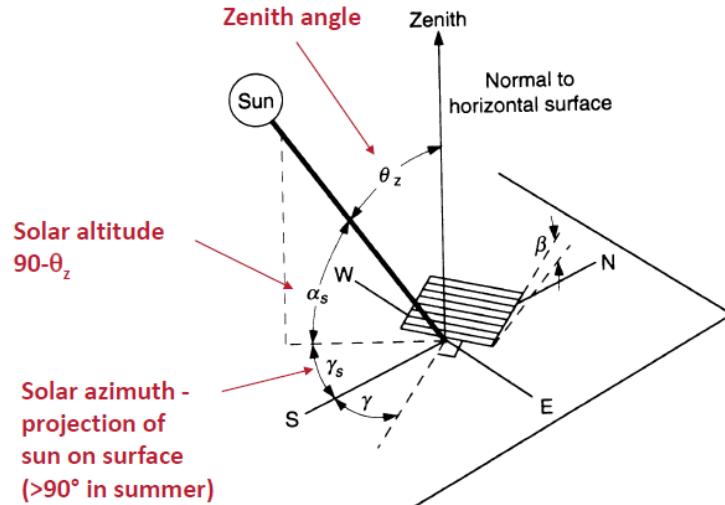


Figure 3.3. Angles solaires - Tiré de (Duffie & Beckman, 2006)

Les différentes positions du soleil à Calgary le 1^{er} mai (points orange) et durant l'année apparaissent sur la Figure 3.4. Le 21 juin, à midi solaire, le soleil est au plus haut avec une altitude de 62 °. Le 21 décembre, à midi solaire, son altitude n'est que de 15 °. Ainsi, pour un ensoleillement maximal le 21 juin, le plan devra être peu incliné (28 ° par exemple) car à cette période le soleil est haut dans le ciel. Au contraire, pour un ensoleillement maximal le 21 décembre, le plan devra être très incliné (75 ° par exemple).

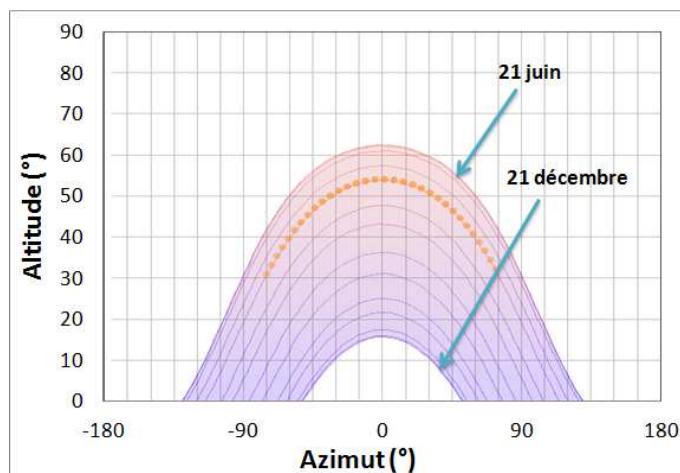


Figure 3.4. Position du soleil à Calgary durant l'année

Il est possible de voir l'influence de l'inclinaison et de l'orientation sur l'ensoleillement annuel grâce aux courbes d'iso ensoleillement. Des calculs horaires sont effectués grâce à un programme sur EES utilisant l'équation suivante :

$$G_T = G_b \cdot \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} + G_d \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + G \cdot \rho_g \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (3.1)$$

Ce programme utilise le modèle isotrope pour le calcul du rayonnement diffus sur un plan incliné. Le calcul du rayonnement total sur une surface inclinée G_T (en W/m²) est effectué à partir du rayonnement direct G_b , diffus G_d , et total horizontal G (Duffie & Beckman, 2006). L'inclinaison de la surface est notée β , l'angle d'incidence des rayons sur la surface est noté θ , l'angle au zénith est noté θ_z . L'albédo, noté ρ_g , correspond à la réflectivité du sol.

L'inclinaison de la surface β est variée de 0 ° à 90 ° et l'orientation de la surface γ est variée de -100 ° à 100 °. La variation est effectuée par incrément de 2 °. Pour chacun de ces 4186 binômes ($\beta; \gamma$), le rayonnement total incident est calculé pour les 8760 h de l'année et la somme de ces valeurs donne l'ensoleillement annuel.

L'étude est réalisée pour la ville de Calgary. La latitude de cette ville est de 51 °N et la longitude de 114 °O. L'albédo est pris égal à 0.2 toute l'année. Les courbes d'iso ensoleillement sont représentées sur la Figure 3.5. Les valeurs sont exprimées en pourcentage de l'ensoleillement maximal annuel, qui est égal à 1668 kWh/m². Cette valeur maximale est obtenue pour une inclinaison de 41 ° et un azimut de 0 °. L'inclinaison optimale est donc de 10 ° inférieure à la latitude de Calgary.

Pour obtenir plus de 95 % de l'ensoleillement maximal, la plage des paramètres est étendue. L'inclinaison peut varier entre 20 et 62 ° pour une orientation plein Sud. L'azimut peut varier entre 40 ° et -40 ° pour une inclinaison de 40 °. La différence réside dans le fait que l'énergie solaire sera disponible majoritairement en été pour une faible inclinaison ou en hiver pour une forte inclinaison, en matinée pour une orientation sud-est ou en fin de journée pour une orientation sud-ouest.

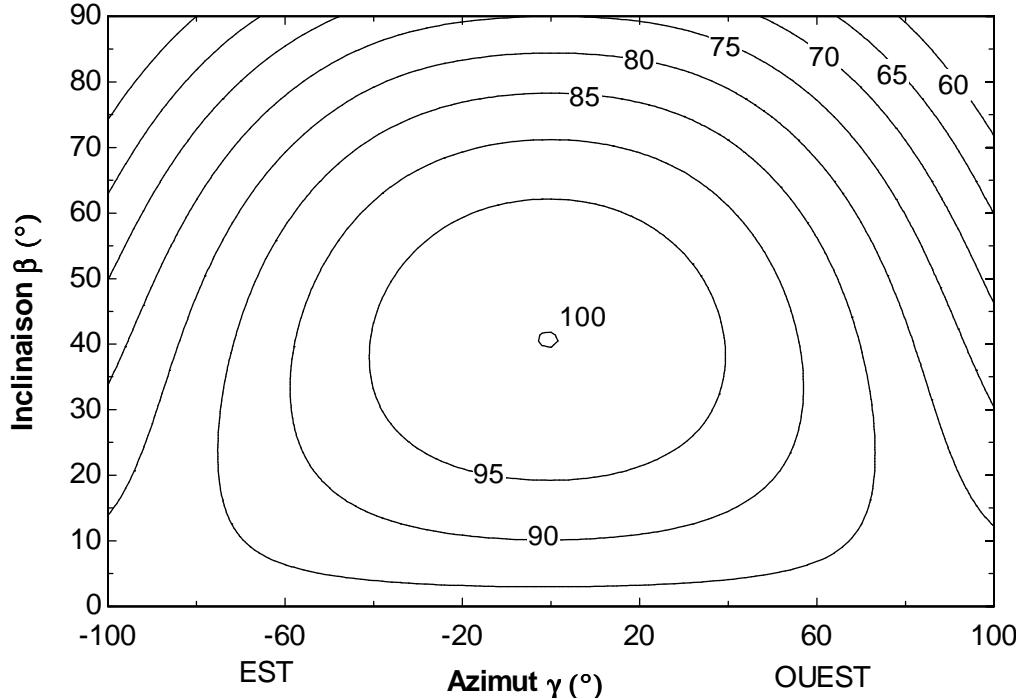


Figure 3.5. Courbes d'iso ensoleillement pour la ville de Calgary

Au Tableau 3.1 figure l'énergie solaire disponible annuellement pour quatre villes canadiennes. L'inclinaison prise pour le calcul de I_T est égale à la latitude de la ville concernée. Le Tableau 3.1 montre que l'énergie solaire disponible à Calgary est très importante malgré une latitude élevée. L'implantation de la communauté DLSC près de cette ville s'avère donc être un bon choix.

Tableau 3.1. Ensoleillement annuel pour différentes villes canadiennes

Ville	Latitude	I (kWh/m^2)	I_T (kWh/m^2)
Montréal	45.47	1410	1655
Calgary	51.1	1381	1767
Vancouver	49.18	1229	1389
Whitehorse	60.72	1032	1294

Les valeurs mensuelles de I et I_T sont représentées à la Figure 3.6. Pour une ville telle que Vancouver, la variation saisonnière de I_T est très marquée, ceci peut être dû par exemple à un ciel nuageux hors période estivale.

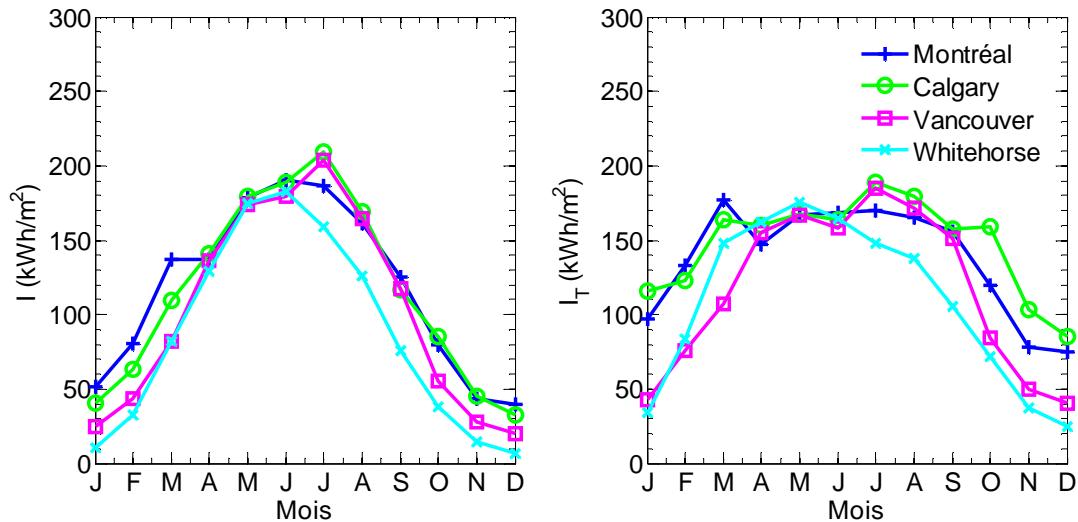


Figure 3.6. Rayonnement solaire pour différentes villes canadiennes

Tel que montré à la Figure 3.7, pour la ville de Calgary le rayonnement solaire est disponible principalement durant la saison estivale. Ainsi, pour une application de solaire thermique assurant le chauffage des locaux, un stockage saisonnier est nécessaire pour obtenir une fraction solaire élevée.

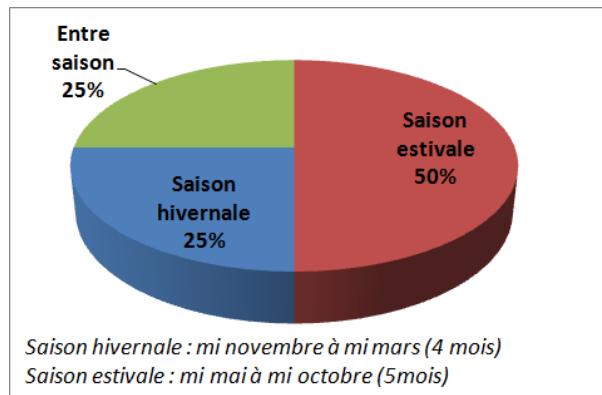


Figure 3.7. Répartition de l'énergie solaire disponible à Calgary ($\beta=45^\circ$; $\gamma=0^\circ$)

Énergie solaire collectée

Les panneaux solaires thermiques permettent de collecter l'énergie solaire présente sous forme de rayonnement incident et de la transformer en chaleur. Parmi les capteurs à eau, il existe des capteurs plans (vitrés ou non) et les capteurs à tubes sous vide. Les capteurs à tubes sous vide sont plus efficaces à haute température. Pour les capteurs plans vitrés, une plaque absorbante récupère l'énergie solaire et la transmet au fluide caloporteur circulant juste en dessous, à travers un serpentin par exemple, tel que montré à la Figure 3.8. Le tout est placé dans un caisson isolé, derrière un simple ou double vitrage. Le fluide caloporteur est généralement de l'eau mélangée à de l'antigel.

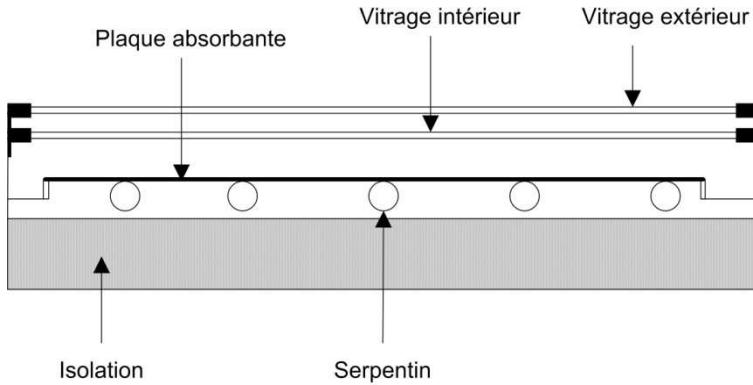


Figure 3.8. Capteur solaire plan muni d'un vitrage double

Le gain utile Q_u , chaleur récupérée par le fluide caloporteur passant à travers le capteur, est défini par l'équation de Hottel Whillier (Duffie & Beckman, 2006) :

$$Q_u = F_R A_C [S - U_L(T_i - T_a)] = F_R A_C [G_T(\tau\alpha) - U_L(T_i - T_a)] \quad (3.2)$$

F_R est le coefficient de récupération de chaleur, A_C est la surface de capteur (m^2), S est le rayonnement solaire absorbé par unité de surface ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$), U_L est le coefficient global de pertes thermiques du capteur ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$), T_i est la température du fluide à l'entrée du collecteur ($^\circ\text{C}$), T_a la température ambiante ($^\circ\text{C}$), τ désigne la transmittance, α l'absorptance.

La performance des panneaux solaires thermiques peut être définie par le rendement du collecteur, qui est le rapport du gain utile sur le rayonnement incident :

$$\eta = \frac{Q_u}{A_C G_T} = F_R(\tau\alpha) - F_R U_L \frac{(T_i - T_a)}{G_T} \quad (3.3)$$

Le rendement peut donc être exprimé comme une équation de droite, en considérant que $F_R U_L$ est constant :

$$\eta = a_0 - a_1 \cdot \frac{(T_i - T_a)}{G_T} \quad (3.4)$$

Avec a_0 le coefficient d'efficacité optique et a_1 le coefficient de perte thermique ($\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot^\circ\text{C}^{-1}$).

Les paramètres des capteurs solaires utilisés pour la communauté solaire Drake Landing sont les suivants (Sibbit et al., 2007) : a_0 a une valeur de 0.693 et a_1 une valeur de 3.835 $\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot^\circ\text{C}^{-1}$. Ces coefficients proviennent de tests réalisés au NSTF (National Solar Test Facility) pour un débit de test de $0.02 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$, soit $72 \text{ L}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$. La superficie brute est de 2.873 m^2 par capteur. La courbe de rendement d'un tel capteur solaire est représentée à la Figure 3.9.

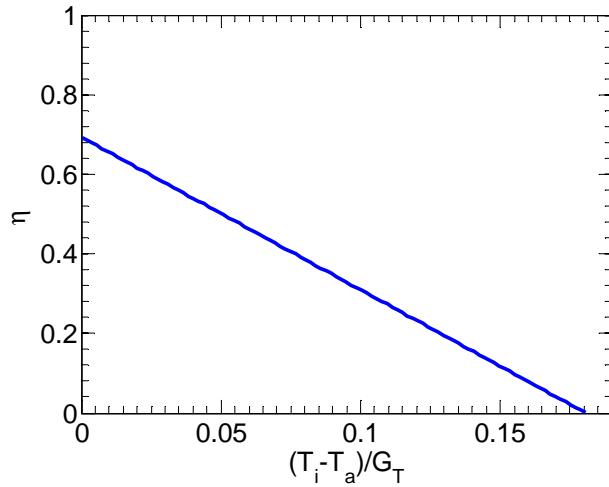


Figure 3.9. Courbe de rendement d'un capteur plan

L'efficacité du capteur diminue avec l'augmentation de la température d'entrée du fluide. Autrement dit, pour un même débit et une même surface de capteur, plus le niveau de température est élevé, moins l'énergie solaire collectée sera importante.

Modèle de panneaux solaires dans TRNSYS

Il existe différents TYPES de capteurs solaires dans le logiciel TRNSYS. Le TYPE 1a sera utilisé pour modéliser les capteurs solaires plans. Son fonctionnement est schématisé à la Figure 3.10. Pour ce TYPE, les paramètres à renseigner sont les suivants : superficie totale, nombre de capteurs en série, capacité calorifique du fluide, paramètres de performance (a_0 , a_1 , débit de test). Ces paramètres sont constants pendant la simulation. Les données d'entrée (susceptibles de changer en cours de simulation) sont les suivantes : température ambiante T_a , rayonnement incident sur les capteurs G_T , température d'entrée du fluide T_i et débit total. La pente des capteurs est fixée dans le TYPE 15 (fichier météo). Les données de sortie sont le gain utile Q_u et la température de sortie des capteurs T_o .

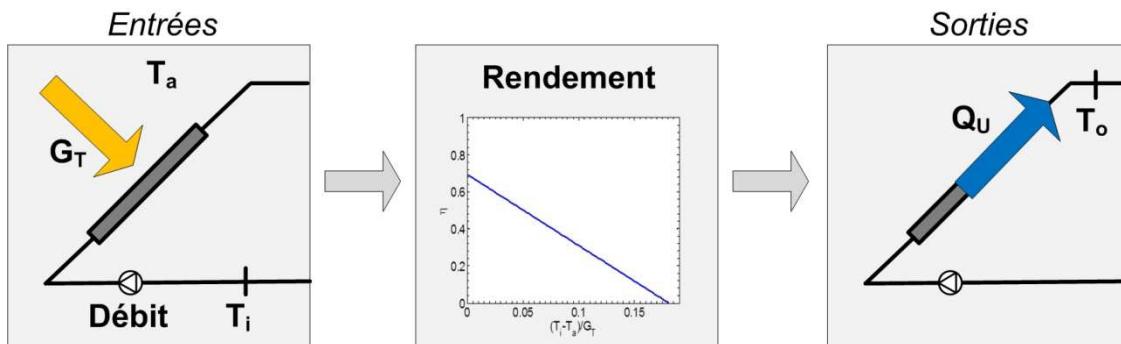


Figure 3.10. Diagramme du TYPE 1a

Une des questions qui se pose lors de l'opération d'une communauté solaire (réseau de chauffage urbain utilisant l'énergie solaire) est l'impact d'une variation de débit. Au Tableau 3.2 le débit entrant dans 1 m^2 de capteur est varié autour du débit test de $72\text{ L}\cdot\text{h}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}$. Une variation d'un ordre de grandeur du débit change de façon relativement importante le rendement. Ainsi, pour un débit dix fois moindre que le débit de test, le rendement passe de 69.3 à 56.6 %, alors que pour un débit dix fois plus grand que le débit test, le rendement atteint 70.8 %. Une opération des capteurs pour ce débit extrême n'est pas souhaitable puisque la puissance de pompage sera très élevée.

Pour une variation du débit de 15 %, le rendement varie de moins de 0.4 %. La variation du débit par rapport au débit de test n'a donc pas beaucoup d'influence sur le rendement des capteurs, pour une variation raisonnable. Le débit influence donc quasi uniquement la température de sortie des capteurs, calculée grâce à un bilan thermique.

Tableau 3.2. Influence du débit sur le rendement d'un capteur pour $T_i = T_a$

Débit ($\text{L}\cdot\text{h}^{-1}$)	7.2	61.2	72	82.8	720
η (%)	56.6	69.0	69.3	69.5	70.8

Simulations annuelles

Une première simulation est réalisée à Calgary, pour 15 panneaux solaires inclinés de 45 °. La superficie brute est de 2.873 m² par capteur, soit une superficie totale de 43 m². Les capteurs sont disposés en parallèle. Les coefficients de performance des capteurs sont ceux présentés à la section précédente. La capacité calorifique du fluide est de 4.19 kJ·kg⁻¹·K⁻¹, soit une capacité égale à celle de l'eau. Le débit est pris égal à 0.0184 L·s⁻¹ par capteur, soit un débit total de 0.276 L·s⁻¹ (995 L·h⁻¹). Une pompe de circulation fournit un débit de 995 L·h⁻¹ aux capteurs, celle-ci étant actionnée par un contrôleur différentiel modélisé par le TYPE 2b. Le contrôleur de la pompe agit comme indiqué à la Figure 3.11. La pompe est actionnée (fonction de contrôle FC égale à 1) lorsque la différence de température entre la sortie et l'entrée du capteur est supérieure à 10 °C. La pompe est mise à l'arrêt lorsque cette différence de température est inférieure à 2 °C.

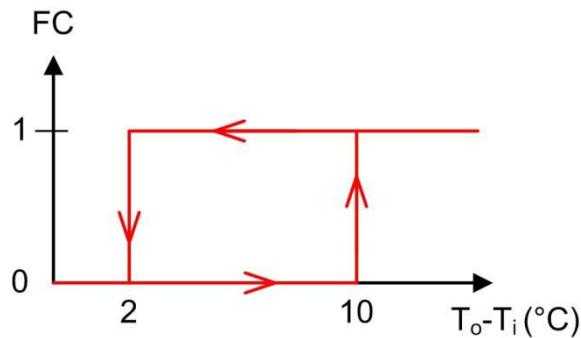


Figure 3.11. Contrôle de la pompe de circulation du circuit solaire

La simulation est réalisée avec un débit et une température d'entrée fixes sur l'année. Au Tableau 3.3 figure le rendement annuel des capteurs pour trois températures d'entrée du fluide différentes. Ces résultats montrent bien qu'il est préférable d'avoir une température d'entrée la plus basse possible pour maximiser le rendement des capteurs.

Tableau 3.3. Rendement des capteurs pour différentes températures d'entrée

T_i (°C)	I_T (kWh/an)	Q_U (kWh/an)	η (%)
20	76879	43433	56.5
40	76879	33429	43.5
60	76879	25049	32.6

La Figure 3.12 montre la température de sortie des capteurs et le gain utile pour la journée du 21 juin. Pour une température d'entrée de 20 °C, le gain utile est positif durant un plus long moment et sa valeur est plus élevée que pour une température d'entrée de 60 °C. À l'heure 11, le gain utile est de 23.4 kW pour une température d'entrée de 20 °C et 17.1 kW pour une température d'entrée de 60 °C.

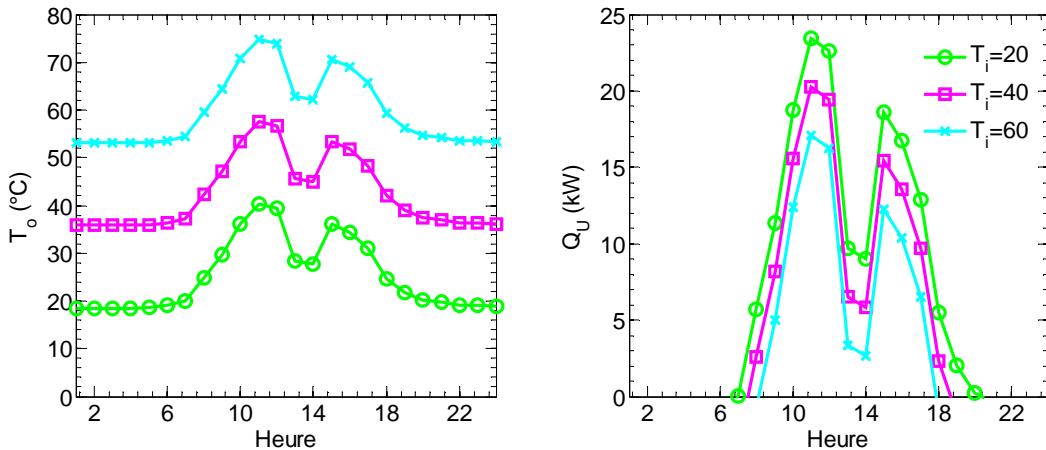


Figure 3.12. Opération des capteurs solaires le 21 juin pour des températures d'entrées fixes de 20 °C, 40 °C et 60 °C

Une seconde simulation est réalisée en connectant des capteurs solaires à un puits géothermique vertical en boucle fermée (cf. Figure 3.13). Il s'agit donc uniquement d'une recharge solaire du

puits. En pratique, un tel branchement ne serait pas utilisé. L'objectif de ce test est de mettre en évidence l'impact du niveau de température (température d'entrée et de sortie des capteurs) sur les performances du système.

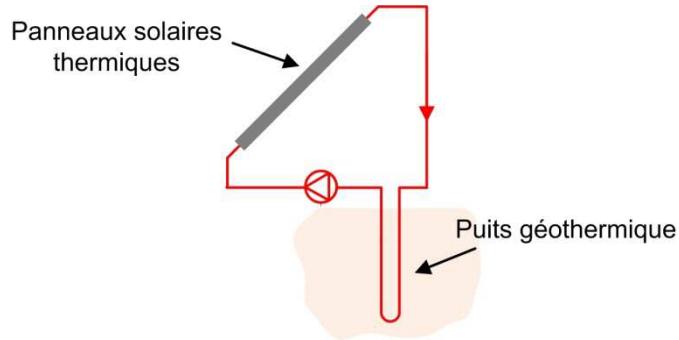


Figure 3.13. Schéma de la simulation de recharge solaire d'un puits géothermique

La superficie de capteurs est prise égale à 17.2 m^2 (6 capteurs). Le débit total est de $398 \text{ L}\cdot\text{h}^{-1}$. La profondeur du puits H varie de 25 à 100 m. Il y a une injection de chaleur dans le puits depuis le mois de janvier. À la Figure 3.14 sont représentés la température moyenne du fluide dans les capteurs notée T_m (moyenne entre la température d'entrée et la température de sortie) et le gain utile d'énergie à travers les capteurs Q_u pour la journée du 21 juin.

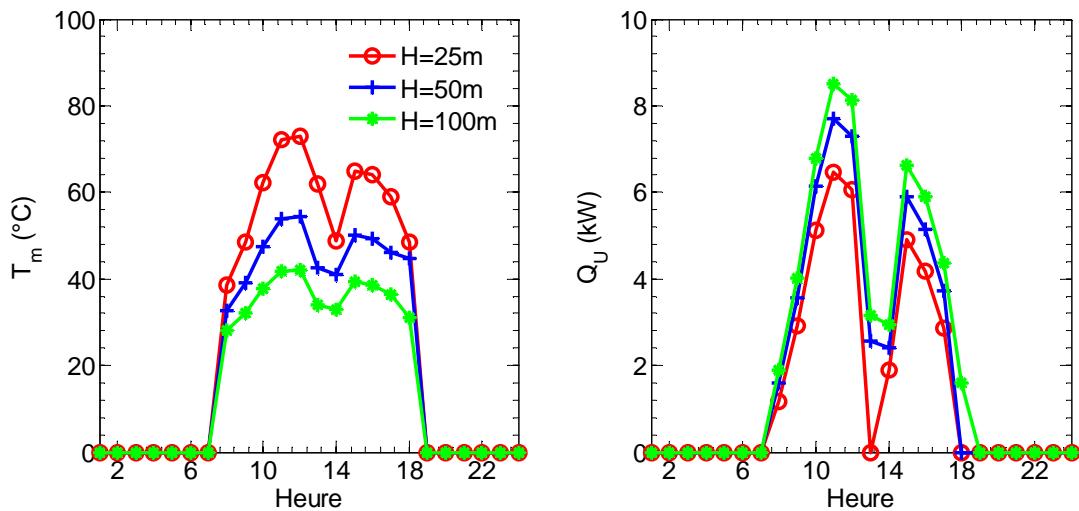


Figure 3.14. Recharge solaire d'un puits géothermique le 21 juin

Le niveau de température, caractérisé par T_m , augmente lorsque la longueur du puits diminue. En effet, avec un puits de faible profondeur, la surface d'échange est réduite ce qui implique que le niveau de température du fluide doit s'élèver (pour une même température du sol) pour rejeter la même quantité de chaleur. Ce faisant, la température de sortie du puits (température d'entrée du capteur solaire) est plus élevée ce qui entraîne une baisse du rendement du capteur solaire.

Au Tableau 3.4 figurent les taux de transfert de chaleur maximums en kilowatt et en watt par mètre de forage le 21 juin, ainsi que le rendement annuel des capteurs. Bien que relativement simple, cet exemple permet de bien situer la problématique de l'interaction entre capteurs solaires et puits géothermiques. De longs puits (ou un large volume de stockage dans le cas d'un stockage saisonnier) engendreront des rendements élevés pour les capteurs mais le niveau de température sera plus bas.

Tableau 3.4. Taux de transfert maximum le 21 juin et rendement annuel

H (m)	$Q_{u,max}$ (kW)	$Q_{u,max}$ (W/m)	η (%)
25	6.46	258.4	34
50	7.69	153.8	43
100	8.5	85	49

Charge de chauffage

Au Canada, le secteur résidentiel était responsable de 17 % de la consommation d'énergie et 15 % des émissions de GES en 2008 (NRCan, 2010). Le chauffage des locaux et de l'eau chaude sanitaire représente 80 % de l'utilisation d'énergie des foyers canadiens (cf. Figure 3.15).

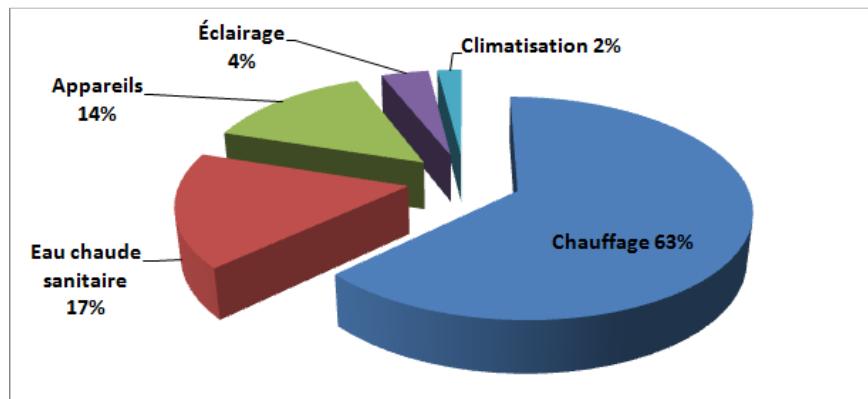


Figure 3.15. Répartition de la demande énergétique au Canada

Pour un même bâtiment, les charges de chauffage et de climatisation peuvent fortement varier selon la localisation. Le dimensionnement d'un réseau thermique se fait principalement grâce à trois données : la charge maximale, la consommation annuelle d'énergie et le profil de consommation journalier. La charge maximale de chauffage, à laquelle on ajoute les pertes de chaleur à travers le réseau, donnera la taille du système de production d'énergie. Les charges maximales individuelles définiront les besoins des différents logements en termes de débit et donc de connexions au réseau. La consommation annuelle permettra de calculer les économies globales du projet, et ainsi d'affirmer si celui-ci est rentable. Le profil journalier permettra de définir le format d'opération du système de production d'énergie. Ainsi, l'évaluation de la demande en chauffage est une étape très importante dans la conception d'une communauté solaire performante.

En chauffage, la charge thermique est calculée grâce à un bilan thermique. Les pertes thermiques sont dues aux pertes par l'enveloppe et à l'infiltration d'air, lorsque la température extérieure est inférieure à la température intérieure. Les gains internes et les gains solaires diminuent la charge de chauffage.

$$Q_{chauffage} = Q_{pertes} - Q_{interne} - Q_{solaire} \quad (3.5)$$

Généralement, la température de consigne pour des bâtiments résidentiels est de 21 °C en hiver. Cette température peut être abaissée jusqu'à 18 °C pendant les périodes inoccupées et durant la nuit. Les pertes de chaleur peuvent être exprimées en fonction de la température extérieure et d'un coefficient global de pertes $UA_{effectif}$.

$$Q_{chauffage} = UA_{effectif}(21 - T_a) - Q_{interne} - Q_{solaire} \quad (3.6)$$

Grâce aux gains internes et solaires, il n'est pas nécessaire de chauffer pour une température extérieure de 21 °C ou moins, mais une température plus basse, que l'on désignera par le terme température d'équilibre. La charge de chauffage peut être exprimée en fonction de la température extérieure et de la température d'équilibre T_{eq} , température au-dessus de laquelle aucun chauffage n'est nécessaire :

$$Q_{chauffage} = UA_{effectif}(T_{eq} - T_a) \quad (3.7)$$

La Figure 3.16 montre la température extérieure minimum, maximum et moyenne pour tous les jours de l'année à Calgary. Ces données sont issues du fichier CWEC. La température extérieure minimale est de -31 °C.

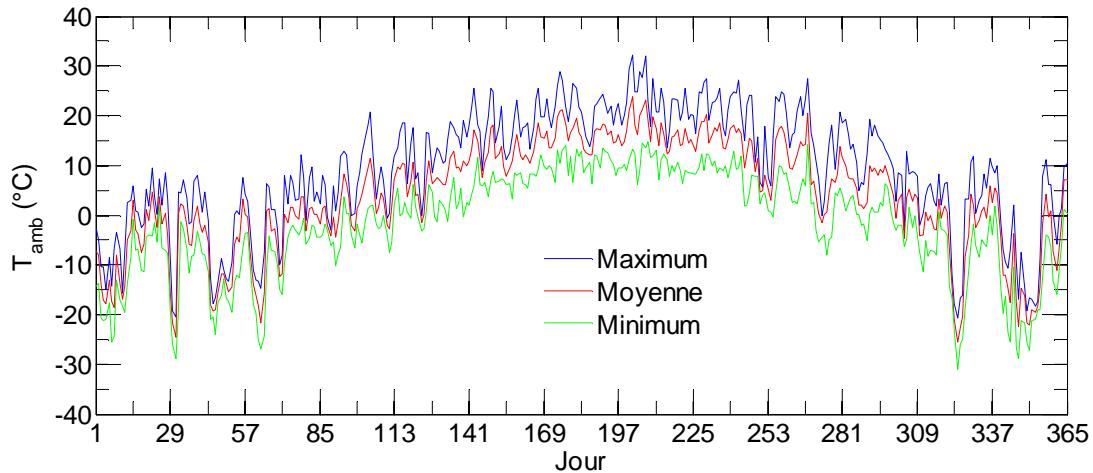


Figure 3.16. Température extérieure maximum, minimum et moyenne journalière à Calgary

Pour les maisons de la communauté solaire DLSC, des simulations avec le logiciel ESP-r ont permis de définir l'équation donnant la charge de chauffage Q_{ch} (kW) en fonction de la température extérieure (Sibbit et al., 2007). L'équation utilisée pour les simulations de DLSC dans TRNSYS est la suivante (J. Thornton, Communication personnelle, 17 février 2012) :

$$Q_{ch} = 0.1787(11.6 - T_a) \quad (3.8)$$

Le coefficient de déperditions thermique est égal à $0.1787 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{kW}^{-1}$ et la température d'équilibre est de $11.6 \text{ } ^\circ\text{C}$. En utilisant les données météorologiques CWEC pour Calgary, les besoins annuels de chauffage d'une maison ayant une charge correspondant à l'équation (3.8) sont de 51.9 GJ. La variation sur l'année est présentée à la Figure 3.17. Pour 52 maisons, les besoins de chauffage seraient alors de 2697 GJ par an. Les besoins réels de chauffage relevés les quatre premières années sur le site de DLSC sont égaux à 2627 GJ en moyenne pour 52 maisons, soit 50.5 GJ par maison (Sibbit et al., 2011). Ces maisons ont un haut niveau d'efficacité énergétique (forte isolation, fenêtres haute performance...). En effet, au Canada, une maison individuelle consomme en moyenne 138 GJ/an (RNCan, 2007), dont environ 87 GJ/an pour le chauffage.

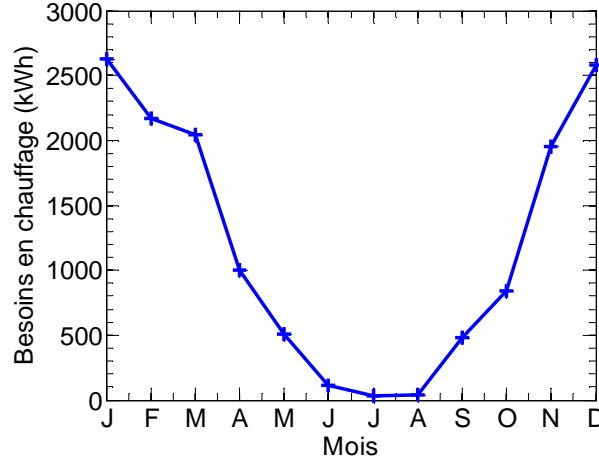


Figure 3.17. Besoins de chauffage pour une maison type DLSC à Calgary

La Figure 3.18 présente la courbe de puissance pour le chauffage d'une maison située à Calgary et répondant à l'équation (3.8). La charge de chauffage maximale est de 7.6 kW pour une température extérieure de -31 °C. La charge de chauffage est positive 6241 h par année, soit 70 % du temps. La courbe montre que la charge de chauffage est supérieure à 4 kW environ 1000 h par année.

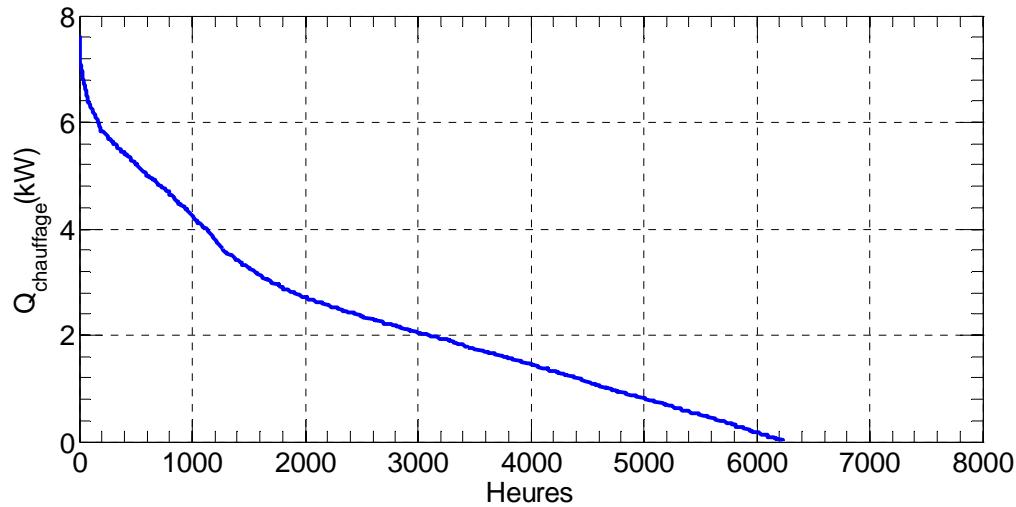


Figure 3.18. Courbe de puissance de chauffage d'une maison de type DLSC à Calgary

La localisation a un fort impact sur la charge maximale et les besoins annuels de chauffage. Au Tableau 3.5 apparaissent la température extérieure minimale $T_{a,min}$, la température extérieure moyenne annuelle $T_{a,moy}$, la charge de chauffage maximale et les besoins de chauffage annuels pour quatre villes canadiennes pour une maison ayant les caractéristiques d'une maison type DLSC. Les besoins annuels de chauffage seront élevés pour de hautes latitudes comme Whitehorse (75.1 GJ). Une maison à Vancouver, où le climat est de type océanique et donc assez doux, aura une faible charge de chauffage (19.7 GJ).

Tableau 3.5. Besoins annuels de chauffage d'une maison de type DLSC

Ville	$T_{a,min}$ (°C)	$T_{a,moy}$ (°C)	$Q_{ch,max}$ (kW)	Besoins de chauffage (GJ)
Montréal	-26.1	6.3	6.7	45.0
Calgary	-31.1	4.0	7.6	51.9
Vancouver	-7.0	9.7	3.3	19.7
Whitehorse	-48.9	-1.0	10.8	75.1

À la Figure 3.19, nous pouvons voir la répartition des besoins de chauffage selon la saison pour une maison de type DLSC à Calgary. Ainsi, 69 % des besoins de chauffage sont présents entre le 16 novembre et le 15 mars, soit pendant 32 % de l'année.

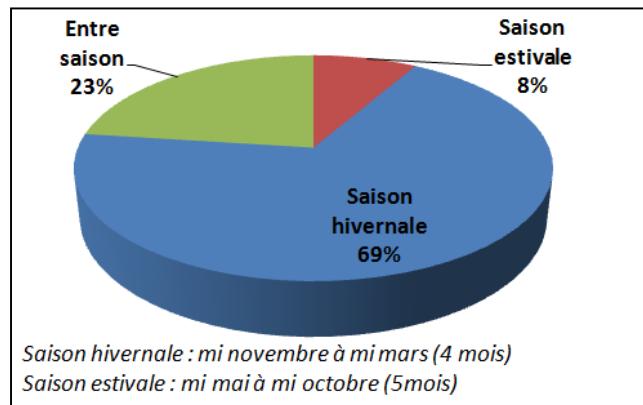


Figure 3.19. Répartition des besoins de chauffage des locaux à Calgary

La répartition des besoins de chauffage sur l'année est sensiblement la même pour les quatre villes canadiennes étudiées (cf. Tableau 3.6). La différence entre l'hiver et l'été est encore plus marquée pour Montréal.

Tableau 3.6. Répartition des besoins de chauffage pour des villes canadiennes

Ville	Besoins de chauffage (%)		
	Saison estivale	Saison hivernale	Entre saison
Montréal	3	76	21
Calgary	8	69	23
Vancouver	5	72	24
Whitehorse	11	65	24

3.2.2 Concurrence énergétique

Les prix de l'énergie sont très variables à travers le monde. Ces prix dépendent des ressources disponibles sur le territoire, de la politique de taxation du pays sur l'énergie ou par exemple des technologies maîtrisées (ex : nucléaire). Au Canada, les ressources sont diverses : des sables bitumineux en Alberta à l'hydroélectricité au Québec. Les provinces ont ainsi des comportements énergétiques totalement différents. Le choix des systèmes de chauffage est très influencé par les prix de l'énergie, tel que montré au Tableau 3.7. Le système de chauffage le plus utilisé en Alberta est la fournaise (système de chauffage à air pulsé) tandis qu'au Québec il s'agit des plinthes électriques.

Dans des projets mettant en avant l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables, le principal frein est la concurrence énergétique. En effet, pour qu'un tel projet voie le jour, il doit être économiquement rentable, généralement sur 20 ans. Or, dans des pays où les énergies fossiles et l'électricité ont des prix peu élevés, il est très difficile d'implanter un marché pour les énergies renouvelables. Puisqu'aucun marché n'est disponible, les prix des technologies restent très élevés et n'encouragent pas de tels projets.

Tableau 3.7. Principaux systèmes de chauffage au Canada par région (RNCAN, 2007)

Région	Système de chauffage	Part (%)
Atlantique	Plinthes électriques	30
	Fournaise	30
	Chaudière	20
Québec	Plinthes électriques	58
	Chaudière	17
Ontario	Fournaise	73
	Chaudière	11
	Plinthes électriques	10
Manitoba/Saskatchewan	Fournaise	73
	Plinthes électriques	12
Alberta	Fournaise	84
	Chaudière	11
Colombie britannique	Fournaise	52
	Plinthes électriques	21
	Chaudière	14

Ainsi, la localisation a un fort impact sur le choix des systèmes énergétiques : impact sur l'énergie solaire disponible ou toute autre énergie renouvelable, impact sur les besoins de chauffage mais aussi impact sur les sources d'énergie les plus utilisées en donc en concurrence directe avec les énergies renouvelables. Un autre aspect important qui n'a pas été abordé ici est l'urbanisme. Le développement du territoire est dicté par le marché (les acheteurs) et les plans d'urbanisme mis en place par les municipalités. Selon la localisation, le marché immobilier peut être très différent. En banlieue de Calgary par exemple, le marché des maisons unifamiliales est important, contrairement à celui des logements à plus forte densité tels des immeubles résidentiels.

3.3 Réseau de distribution de la chaleur

3.3.1 Profondeur

La profondeur d'un réseau de distribution enterré est généralement choisie la moins élevée possible afin de réduire les coûts d'excavation et de remplissage. Cependant, la profondeur doit être suffisante pour s'affranchir des fluctuations journalières de la température extérieure : quelques dizaines de centimètres suffisent en général (Banks, 2008).

La température du sol proche de la surface dépend largement de la température moyenne de l'air sur l'année. La température du sol varie selon la profondeur x (m) et le temps t (jour ou h), et peut être calculée grâce à l'équation d'une onde de chaleur (Pahud, 2002) :

$$T(x, t) = T_{a,moy} - T_0 e^{-x\sqrt{\omega/2\alpha}} \cos \left[\omega(t - t_{décalage}) - x\sqrt{\frac{\omega}{2\alpha}} \right] \quad (3.9)$$

$T_{a,moy}$ est la température extérieure moyenne sur la période considérée ($^{\circ}\text{C}$), T_0 est l'amplitude de température sur la période ($^{\circ}\text{C}$), $t_{décalage}$ correspond au temps (compté à partir du début de la période) où la température extérieure est la plus faible (j ou h), α représente la diffusivité thermique ($\text{m}^2\text{jour}^{-1}$ ou m^2h^{-1}), ω désigne la fréquence (jour^{-1} ou h^{-1}) et P la période considérée (jour ou h).

$$\omega = \frac{2\pi}{P} \quad (3.10)$$

Pour $x=0$, la température correspond à la température de l'air. Celle-ci est définie par une sinusoïdale :

$$T(x = 0, t) = T_{a,moy} - T_0 \cdot \cos [\omega(t - t_{décalage})] \quad (3.11)$$

La température du sol dépend aussi du gradient géothermique, qui est de l'ordre de 1 à 3 $^{\circ}\text{C}$ par 100 m (Lunardini, 1981). Le gradient géothermique n'est pas considéré ici car la profondeur des réseaux de distribution est faible, généralement entre 1.2 et 2 m (Banks, 2008).

À la Figure 3.20 est représentée la réponse thermique du sol à une variation journalière de température, et ce pour différentes profondeurs. La température de l'air varie de 0 à 20 °C, avec une moyenne de 10 °C. La diffusivité thermique est prise égale à $0.1 \text{ m}^2 \cdot \text{jour}^{-1}$ et le décalage est de 3 h.

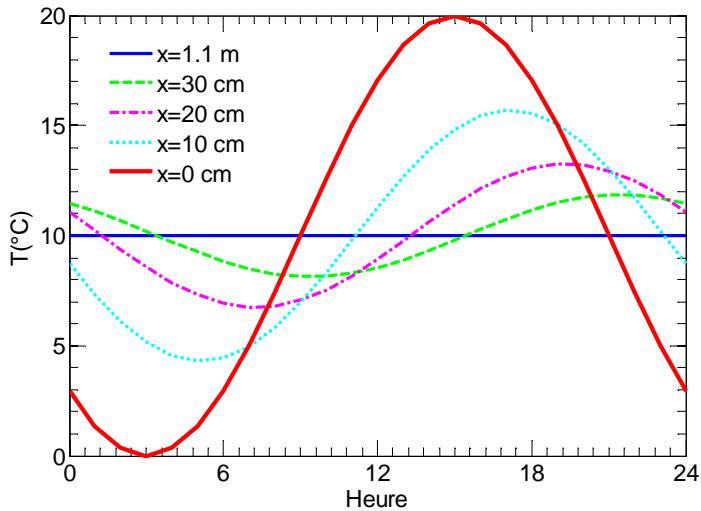


Figure 3.20. Réponse du sol à une variation de la température de surface de 0 à 20 °C

Tel que montré à la Figure 3.20, pour quelques dizaines de centimètres de profondeur, l'amplitude de température est fortement réduite. Pour une profondeur de 30 cm, l'amplitude n'est plus que de 1.85 °C. Pour une profondeur de 1.1 m, la variation de la température en surface a un très faible impact sur la température du sol (amplitude de 0.02 °C). Lorsque la profondeur augmente, la température du sol se stabilise autour de la température moyenne de l'air. Un décalage apparaît entre la variation de température en surface et celle dans le sol. Ce décalage augmente avec la profondeur. La température de l'air est minimum à l'heure 3. Pour une profondeur de 20 cm, la température est minimum à l'heure 7 et pour une profondeur de 30 cm, le minimum a lieu à l'heure 11.

L'ASHRAE fournit des données climatiques pour une multitude de stations météorologiques à travers le monde. Au Tableau 3.8 figurent les températures moyennes mensuelles pour Calgary. La température moyenne annuelle est de 4.5 °C.

Tableau 3.8. Température extérieure moyenne à Calgary (ASHRAE, 2009)

	janv.	févr.	mars	avr.	mai	juin	juill.	août	sept.	oct.	nov.	déc.
T _a (°C)	-7.3	-5.1	-1.9	4.7	9.7	13.7	16.4	15.7	10.9	5.2	-2.7	-6.1

À partir de ces données, un lissage de courbe sur EES permet de déterminer les paramètres de l'équation donnant la température de l'air, avec t le jour considéré :

$$T(x = 0, t) = 4.44 - 12.14 \cdot \cos \left[\frac{2\pi}{365} (t - 14.80) \right] \quad (3.12)$$

Ainsi, pour Calgary, la température moyenne est de 4.44 °C, l'amplitude est de 12.14 °C et le décalage de 14.8 jours. À la Figure 3.21 apparaît la température du sol sur l'année à Calgary, et ce pour différentes profondeurs. La diffusivité thermique est prise égale à 0.1 m²·jour⁻¹. À faible profondeur, l'effet saisonnier est important, plus on s'éloigne de la surface plus celui-ci diminue.

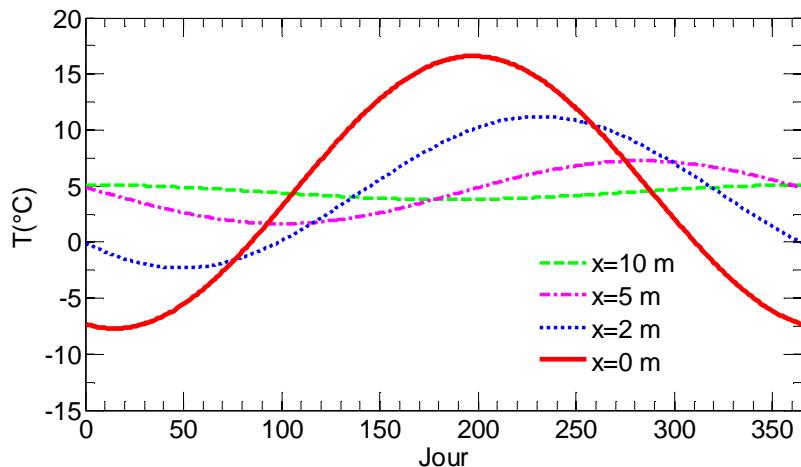


Figure 3.21. Variation annuelle de la température du sol en fonction de la profondeur à Calgary

3.3.2 Matériaux de tuyauterie et d'isolation

Le tuyau préisolé est une technologie répandue pour les réseaux urbains car il permet de minimiser les pertes de chaleur et assure une bonne durée de vie. Ce tuyau consiste en un tuyau de distribution (cuivre, acier ou PEX), une épaisseur d'isolant et un revêtement. À la Figure 3.22 est représenté un exemple de tuyau préisolé. Les tuyaux en PEX (polyéthylène réticulé) ont une

conductivité thermique de $0.38 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$ et peuvent supporter une température de 95 °C . La mousse de polyuréthane a une conductivité thermique de l'ordre de $0.025 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$, elle constitue donc un très bon choix d'isolant.

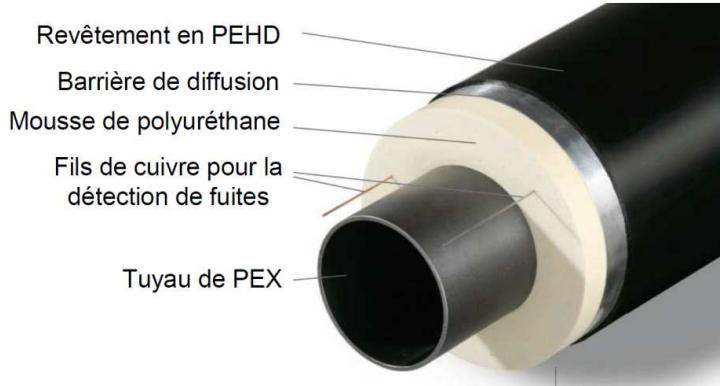


Figure 3.22. Coupe d'un tuyau en PEX préisolé - Tiré de (Logstor, 2012)

Un revêtement en PEHD (polyéthylène haute densité) permet de protéger l'isolant durant le transport et l'installation. Une membrane placée sous le revêtement extérieur, appelée barrière de diffusion, est constituée de feuille d'aluminium. Elle permet de maintenir la qualité de l'isolation en gardant les gaz dans l'isolation (cyclopentane et dioxyde de carbone) et en empêchant l'oxygène et l'azote de pénétrer.

3.3.3 Pertes de chaleur

Les modèles utilisés dans TRNSYS pour la tuyauterie sont les suivants : le TYPE 952 pour la tuyauterie sous terre et le TYPE 31 pour la tuyauterie hors terre. Ces modèles calculent les pertes thermiques de la tuyauterie et fournissent la température de sortie du fluide. La plupart des paramètres de tuyauterie et d'isolation utilisés ici ont été fournis par l'ingénieur responsable des simulations TRNSYS du projet DLSC (J. Thornton, Communication personnelle, 17 février 2012).

Tableau 3.9. Paramètres de la tuyauterie sous terre (TYPE 952)

Paramètre	Valeur	Unité
Tuyauterie		
Longueur	1000	m
Diamètre intérieur	0.0514	m
Diamètre extérieur	0.063	m
Conductivité thermique	0.38	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Profondeur	1.1	m
Isolation		
Épaisseur	0.031	m
Conductivité thermique	0.0276	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Fluide		
Densité	992.7	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Conductivité thermique	0.616	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Chaleur spécifique	4.182	$\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Viscosité	2.406	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{h}^{-1}$
Température initiale	10	°C
Sol		
Conductivité thermique	1.68	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Densité	3406	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Chaleur spécifique	1	$\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Température moyenne de surface	4.44	°C
Amplitude de la température de surface	12.14	°C
Jour de température minimum de surface	14.8	jour

Une simulation sur TRNSYS est réalisée avec le TYPE 952 pour un tuyau de 1000 m de longueur enfoui à 1.1 m sous la surface du sol à Calgary. Pour illustrer la variation des pertes de chaleur sur l'année, le débit est fixé à $6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. Les paramètres utilisés sont ceux du Tableau 3.9. Le fluide caloporeur est de l'eau. Les pertes thermiques mensuelles sont représentées à la Figure 3.23. Pour une température d'entrée de 60 °C, les pertes annuelles sont de 405 GJ/an. Pour une température d'entrée de 30 °C, les pertes annuelles sont de 186 GJ/an. Il est possible de constater que les pertes sont moins élevées en été car le sol a une température plus élevée.

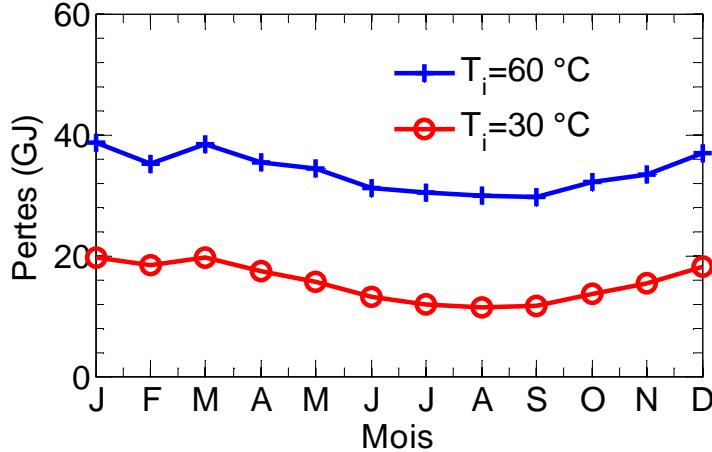


Figure 3.23. Pertes thermiques d'un tuyau de 1000 m de longueur enfoui 1.1 m sous terre pour une température d'entrée d'eau de 60 °C et 30 °C

La moyenne annuelle des pertes de chaleur par unité de longueur en fonction de la température d'entrée d'eau est représentée à la Figure 3.24. Par exemple, les pertes de chaleur sont de $12.8 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}$ pour une température d'entrée de 60 °C et de $5.9 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}$ pour une température d'entrée de 30 °C. La variation des pertes de chaleur est linéaire sur la plage des valeurs de T_i .

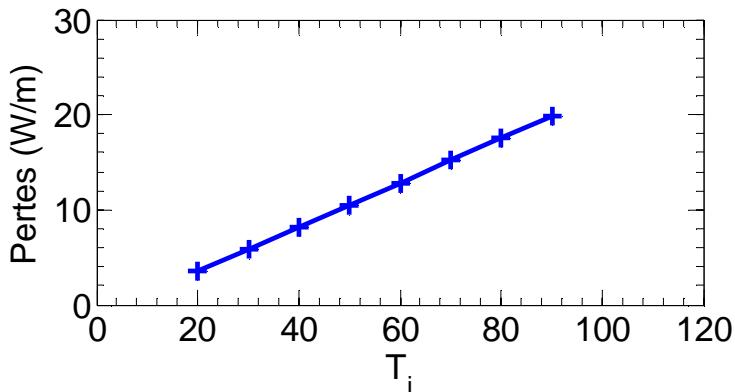


Figure 3.24. Pertes de chaleur par unité de longueur en fonction de la température d'entrée d'eau

Une simulation sur TRNSYS est réalisée avec le TYPE 31, qui modélise un tuyau hors terre de 1000 m de longueur. Le débit est de $6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. Les paramètres utilisés sont ceux du Tableau 3.10. La résistance thermique du tuyau et de l'isolant n'est pas la même que pour la simulation

précédente, elle est définie par un unique paramètre : le coefficient de déperditions thermiques. La température extérieure fournie en entrée est issue du fichier CWEC de Calgary.

Tableau 3.10. Paramètres de la tuyauterie hors terre (TYPE 31)

Paramètre	Valeur	Unité
Diamètre intérieur	0.0514	m
Longueur	1000	m
Coefficient de déperditions thermiques du tuyau et isolant	2.283	$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$
Densité du fluide	992.7	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Chaleur spécifique du fluide	4.182	$\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Température initiale du fluide	60	°C

Les pertes annuelles sont de 646 GJ pour une température d'entrée de 60 °C et de 300 GJ pour une température d'entrée de 30 °C. Les pertes par unité de longueur correspondantes sont de $20.5 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}$ et $9.5 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}$. Les pertes thermiques mensuelles sont représentées à la Figure 3.25. En comparant cette figure à la Figure 3.23, il est clair que l'effet saisonnier est beaucoup plus marqué pour un tuyau hors terre que pour un tuyau enfoui.

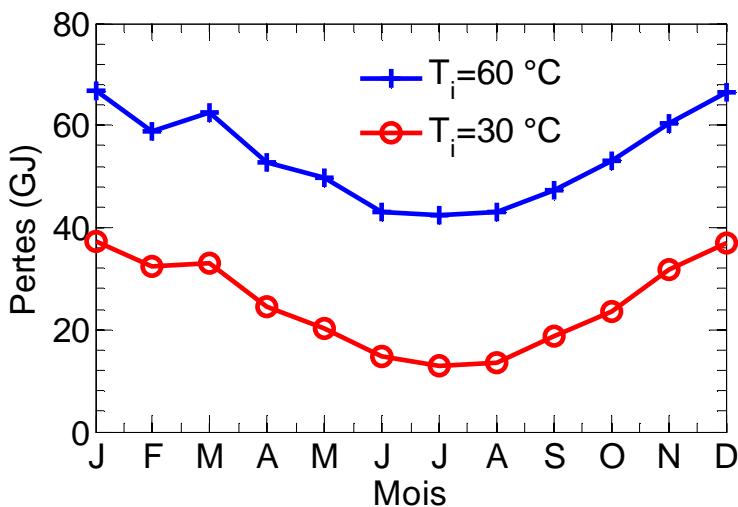


Figure 3.25. Pertes thermiques d'un tuyau hors terre de 1000 m de longueur pour une température d'entrée d'eau de 60 °C et 30 °C

Une simulation TRNSYS évalue les pertes d'un réseau alimentant une communauté de 52 maisons. Le réseau de distribution est constitué d'un tuyau d'alimentation de 1000 m et d'un tuyau de retour de 1000 m. Il fournit les besoins de chauffage définis par l'équation (3.8), soit 2697 GJ/an. Le réseau est en opération 6241 h par année. La température du fluide dans le tuyau de retour est fonction de la température d'alimentation au réseau et de la charge de chauffage. L'étude est illustrée à la Figure 3.26. Trois stratégies de contrôle du débit et de la température d'alimentation sont étudiées.

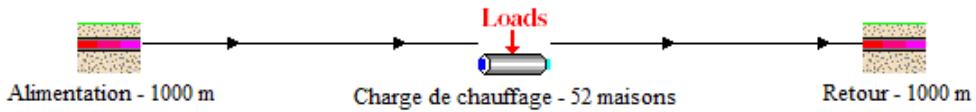


Figure 3.26. Schéma de la simulation

Dans un premier cas, la température d'alimentation au réseau est fixée à 60 °C et le débit est de $6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. Pour le deuxième cas, la température d'alimentation du réseau $T_{i,DH}$ varie linéairement en fonction de la température extérieure (cf. Figure 3.27) et le débit est de $6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. Cette variation permet d'optimiser la performance du réseau mais aussi la performance de la production d'énergie. La température d'alimentation est de 55 °C pour une température extérieure de -40 °C ou moins et de 37 °C pour une température ambiante de -2.5 °C ou plus.

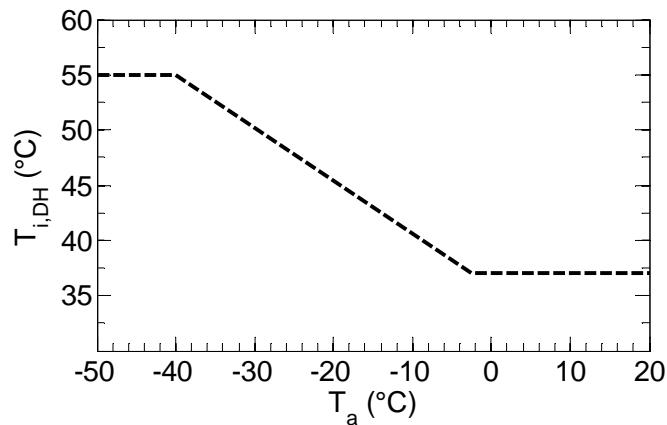


Figure 3.27. Température d'alimentation au réseau en fonction de T_a

Pour le troisième cas sont variés à la fois la température d'alimentation et le débit (cf. Figure 3.28). Le ΔT entre l'alimentation et la sortie du réseau urbain est fixé à 15 °C. Pour cela, le débit est varié en fonction de la charge de chauffage, et donc de la température extérieure. Pour une température extérieure de -40 °C ou moins, le débit est de $7.6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. Pour une température extérieure de -2.5 °C ou plus, le débit est réduit à $2 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. Entre -40 °C et -2.5 °C, le débit varie linéairement en fonction de la température extérieure.

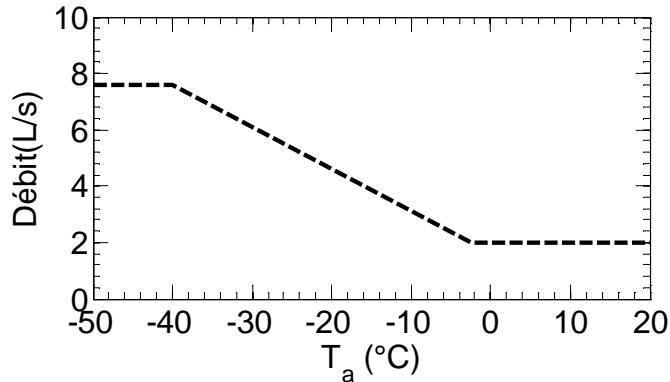


Figure 3.28. Variation du débit en fonction de T_a

Les simulations sont réalisées sur une année, pour la température extérieure de Calgary. Les pertes de chaleur sont de 652 GJ/an pour le premier cas, 394 GJ/an pour le second cas et 357 GJ/an pour le troisième cas. Ainsi, diminuer la température d'alimentation lorsque la demande en chauffage est moins élevée permet une réduction de 40 % des pertes de chaleur dans la tuyauterie. Diminuer la température d'alimentation et le débit permet une réduction de 45 % des pertes de chaleur.

À la Figure 3.29 sont représentées les pertes thermiques mensuelles pour les trois cas étudiés. Les pertes sont exprimées en gigajoules sur le graphique de gauche et en pourcentage des besoins de chauffage sur le graphique de droite. Pour le mois de janvier, les pertes de chaleur sont de 15 % pour le premier cas, 10 % pour le second et 9 % pour le troisième. En revanche, durant les mois d'été, les pertes sont supérieures aux besoins de chauffage. Par exemple, au mois de juillet les pertes de chaleur représentent 363 %, 193 % et 181 % des besoins de chauffage, pour les cas 1, 2 et 3, respectivement. Ainsi, pour des réseaux urbains à faible densité de chaleur ($1.3 \text{ GJ}\cdot\text{m}^{-1}$ dans

notre cas) les pertes de chaleur sont non négligeables, particulièrement les mois où les besoins en chauffage sont faibles.

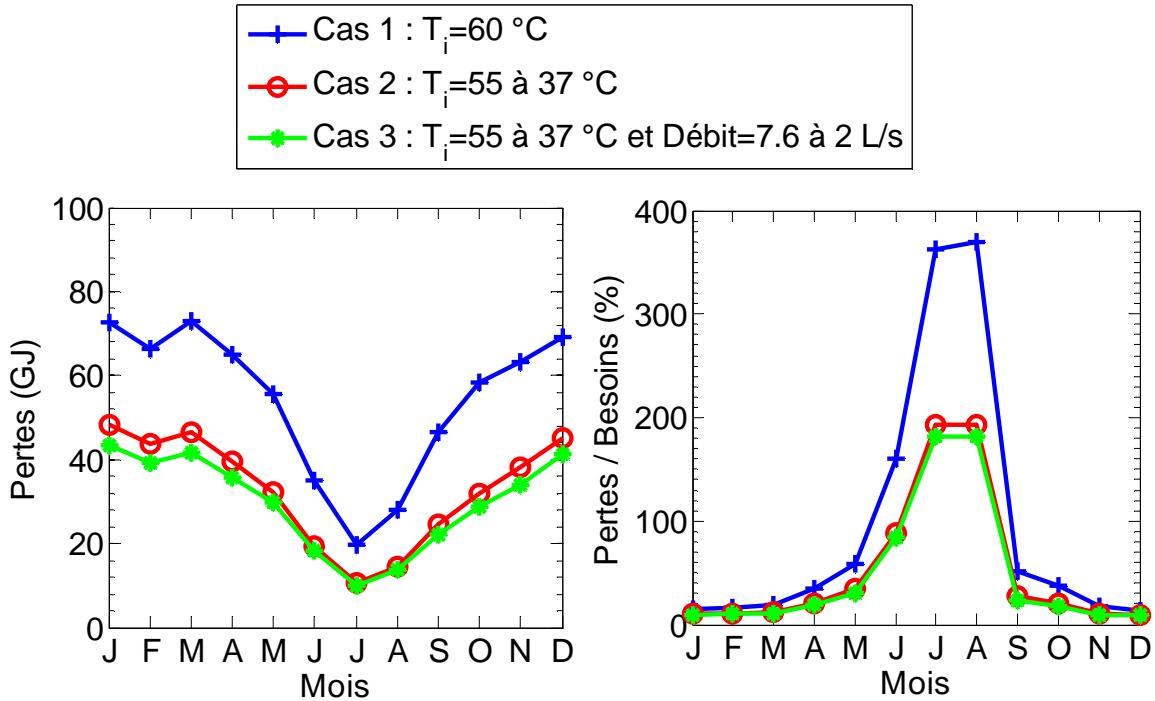


Figure 3.29. Pertes thermiques dans le réseau de distribution

3.3.4 Choix du diamètre et pertes de charge

L'optimisation du coût du cycle de vie de la tuyauterie permet de choisir le diamètre des tuyaux en considérant à la fois le coût d'achat et les coûts d'opération. Le coût d'achat augmente avec le diamètre, il prend en compte le coût du matériau et le coût d'installation. Les coûts d'opération sont les coûts de pompage durant toute la durée de vie du réseau. Lorsque le diamètre diminue, les pertes de charge et donc les coûts de pompage augmentent.

L'étude porte sur un réseau urbain constitué de 52 maisons répondant aux besoins de chauffage de l'équation (3.8). Le réseau de distribution est un réseau à un seul tuyau fait d'acier et d'une longueur de 2000 m. La température d'alimentation varie tel qu'indiqué à la Figure 3.27 et le débit varie tel qu'indiqué à la Figure 3.28.

Le réseau urbain est en opération uniquement lorsqu'il y a une charge de chauffage, autrement dit uniquement lorsque la température extérieure est inférieure à 11.6 °C. La Figure 3.30 représente

les débits classés pour l'opération du réseau urbain. Le fluide circule durant 6241 h par année. Pour la température extérieure minimale (-31.1 °C), le débit est maximum ($6.3 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$). Le débit est supérieur à $4 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ moins de 700 h par année. Ainsi, le choix du diamètre ne doit pas se faire en fonction du débit de pointe mais en fonction de l'opération sur l'année.

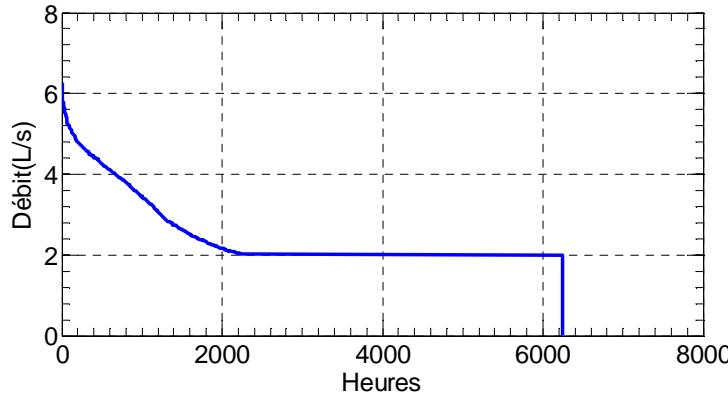


Figure 3.30. Débits du réseau urbain classés

Une optimisation du diamètre du réseau de distribution est réalisée. Les pertes de charge sont calculées chaque heure pendant une année avec le logiciel EES selon l'équation suivante :

$$l_f = f \cdot 1.2 \cdot L \cdot \frac{v^2}{d_i \cdot 2g} \quad (3.13)$$

Le coefficient 1.2 est utilisé pour tenir compte des singularités dans la tuyauterie. La perte de charge est notée l_f (m), le facteur de friction f (sans dimension), la longueur du tuyau L (m), la vitesse v ($\text{m}\cdot\text{s}^{-1}$), le diamètre intérieur d_i (m) et la gravité g ($\text{m}\cdot\text{s}^{-2}$). Le facteur de friction est calculé sur EES grâce au diagramme de Moody. La rugosité du PEX est de 0.0007 mm (ArdiPex, 2012).

La puissance fournie au fluide est définie par l'équation suivante, où le débit est noté \dot{m} ($\text{L}\cdot\text{s}^{-1}$) :

$$P_f = \dot{m} \cdot l_f \cdot \rho \cdot g \quad (3.14)$$

La puissance électrique est ensuite calculée en fonction du rendement de la pompe η_p , du rendement du moteur η_m et du rendement de l'entrainement à vitesse variable η_{evv} :

$$P_e = \frac{P_f}{\eta_p \cdot \eta_m \cdot \eta_{evv}} \quad (3.15)$$

Le rendement de la pompe est pris ici constant et égal à 0.7. Le rendement du moteur et de l'entrainement à vitesse variable sont fonction respectivement du rapport de charge et du rapport de vitesse. Le débit nominal est égal au débit maximum, soit $7.6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. La puissance nominale correspond à la puissance requise à l'arbre pour le débit maximum. L'efficacité du moteur varie en fonction du rapport de charge (RC), soit du rapport entre la puissance à l'arbre et la puissance nominale. L'efficacité de l'entrainement à vitesse variable varie en fonction du rapport de vitesse (RV), soit du rapport entre le débit et le débit nominal. La Figure 3.31 montre les courbes d'efficacité du moteur et de l'entrainement à vitesse variable utilisées pour le calcul de la consommation électrique des pompes.

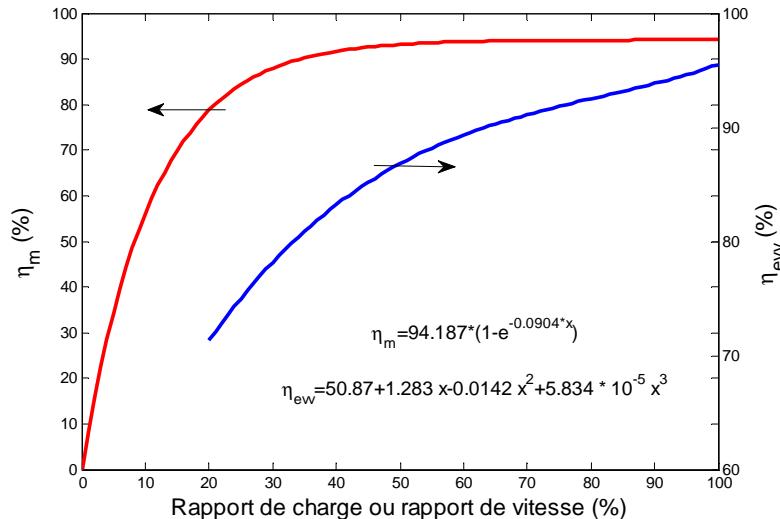


Figure 3.31. Efficacités du moteur et de l'EVV - Adapté de (Bernier & Bourret, 1999)

Le Tableau 3.11 indique les efficacités et la puissance de la pompe, du moteur et de l'EVV pour trois débits : le débit minimum ($2 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$), le débit maximum intervenant lors de la simulation ($6.3 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$), et le débit maximum théorique ($7.6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$).

Tableau 3.11. Efficacité du moteur et de l'EVV pour un diamètre intérieur de 3 po

Débit (L·s ⁻¹)	l_f (m)	P_f (W)	η_p (%)	P_{nom} (W)	P_a (W)	RC (%)	η_m (%)	P_m (W)	RV (%)	η_{evv} (%)	P_e (W)
2	6	122	70	7274	174	2	18	950	26	76	1252
6.3	49	3006	70	7274	4295	59	94	4582	83	93	4933
7.6	69	5092	70	7274	7274	100	94	7724	100	96	8087

Les coûts d'achat et d'installation pour un tuyau en acier et son isolant sont présentés au Tableau 3.12. Ils sont donnés en dollars par unité de longueur de tuyau. Les coûts d'opération pour la première année sont calculés en considérant la puissance électrique requise pour la pompe de distribution chaque heure de l'année, ces valeurs sont sommées et multipliées par le coût de l'électricité. Les hypothèses utilisées pour le calcul de coût sur le cycle de vie sont les suivantes : le coût de l'électricité est de 0.1 \$/kWh, l'augmentation du prix de l'énergie notée e est de 4 % par année, l'inflation notée i est de 7 %, la durée de l'étude notée n est de 20 ans.

Tableau 3.12. Coûts d'achat et d'installation de la tuyauterie d'acier (Taylor & McGuire, 2008)

Tuyau				Isolant			
d_i (po)	Achat (\$/pi)	Installation (\$/pi)	Total (\$/pi)	Épaisseur (po)	Achat (\$/pi)	Installation (\$/pi)	Total (\$/pi)
1	3.7	7.85	11.55	1.5	1.8	2.96	4.76
2	7.4	11.92	19.32	1.5	2.26	3.27	5.53
3	12.5	16.96	29.46	1.5	2.54	3.65	6.19
4	16.5	19.72	36.22	1.5	2.88	4.43	7.31
6	30	30.56	60.56	1.5	3.41	5.65	9.06

Le facteur d'actualisation F_a permet d'actualiser les coûts d'opération, il est calculé selon l'équation suivante :

$$F_a = \frac{1 - (1 + a)^{-n}}{a} \quad (3.16)$$

Avec a le taux d'intérêt effectif, calculé selon l'équation suivante :

$$a = \frac{(i - e)}{(1 + e)} \quad (3.17)$$

Ainsi, le facteur d'actualisation est égal à 15.04 pour le cas considéré. La dépense en énergie de pompage pendant la première année est notée C_{elect} (\$). La valeur actualisée des dépenses en énergie de pompage des n années d'étude VA (\$) est égale à :

$$VA = C_{elect} \cdot F_a \quad (3.18)$$

Le coût sur le cycle de vie est défini selon l'équation suivante :

$$CCV = C_{tuyau} + C_{isolant} + C_{elect} \cdot F_a = C_{tuyau} + C_{isolant} + VA \quad (3.19)$$

Avec C_{tuyau} et $C_{isolant}$ les coûts d'achat et d'installation du tuyau et de l'isolant.

Le coût sur le cycle de vie du réseau pour 5 diamètres différents est présenté au Tableau 3.13. Pour le diamètre de 1 po, l'investissement initial est faible mais les coûts de pompage sont très élevés (4,021,313 \$ sur 20 ans). Pour le diamètre de 6 po, l'investissement initial est élevé, mais les coûts de pompage sont minimes (707 \$ sur 20 ans). Ainsi, un optimum (CCV minimum) est trouvé pour un diamètre de 3 po : la consommation des pompes de circulation est de 13,109 kWh par an et l'investissement initial de 233,864 \$ pour un coût sur le cycle de vie de 253,580 \$. Pour le diamètre de 3 po, la puissance nominale de la pompe est de 7.2 kW.

Tableau 3.13. Coût sur le cycle de vie du réseau en fonction du diamètre

d_i (po)	Consommation électrique des pompes (kWh/an)	Coût de pompage sur 20 ans (\$)	Investissement initial (\$)	CCV (\$)
1	2,673,745	4,021,313	106,994	4,128,307
2	92,583	139,244	163,016	302,260
3	13,109	19,716	233,864	253,580
4	3,288	4,945	285,557	290,502
6	470	707	456,707	457,414

Il est généralement recommandé d'avoir une perte de charge par unité de longueur entre 1 et 4 pi/100 pi. Pour le diamètre de 3 po, les pertes de charge sont égales à 3.5 pi/100 pi de tuyau pour le débit maximum ($7.6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$) et 0.3 pi/100 pi pour le débit minimum ($2 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$).

3.4 Chauffage des locaux et de l'eau chaude domestique

3.4.1 Centrale de traitement d'air

Le chauffage des locaux peut être assuré par de multiples appareils tels que des plinthes électriques, une thermopompe, un système à air chaud ou à eau chaude. Dans cette section, la centrale de traitement d'air (CTA) est présentée. En anglais, le terme « air handling unit » est utilisé. La CTA est alimentée en eau chaude par un système central de chauffage. La Figure 3.32 illustre schématiquement la CTA installée dans les maisons de la communauté DLSC. Le réseau urbain alimente la batterie chaude (échangeur eau-air) à 55 °C, le fluide cède sa chaleur à l'air et retourne au réseau à 32 °C. L'air de retour de la maison est mélangé à l'air neuf puis soufflé au travers de la batterie chaude grâce au ventilateur. De plus, cette CTA est munie d'un échangeur air-air dans sa partie inférieure permettant de préconditionner l'air extérieur grâce à l'air vicié. Ce type de système est appelé ventilateur récupérateur de chaleur ou VRC. Il permet de réduire la demande de chauffage associée au préchauffage de l'air neuf. La puissance fournie par la CTA peut être régulée en variant le débit d'eau, le débit d'air ou la température de l'eau.

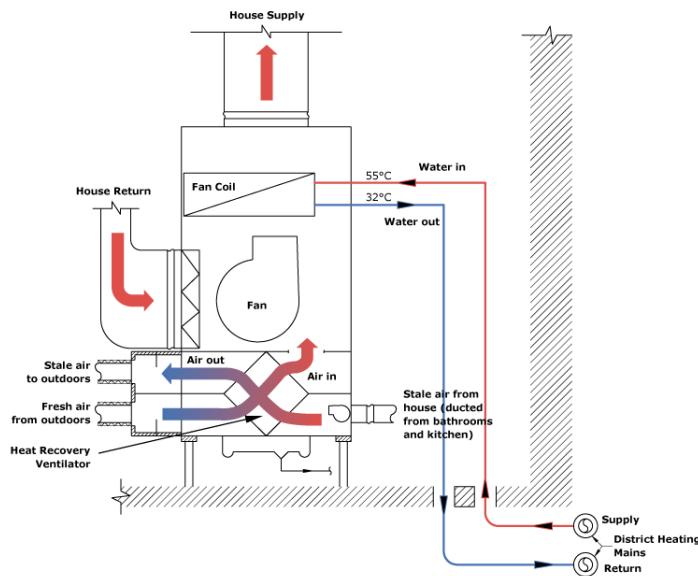


Figure 3.32. Schéma d'une centrale de traitement d'air - Tiré de (DLSC, 2007)

À titre d'exemple, les données de performances du modèle de CTA EN400 SERIES de la compagnie Nu-air Ventilation sont données au Tableau 3.14. La puissance fournie par la CTA varie en fonction de la température d'entrée d'eau.

Tableau 3.14. Données de performances du modèle EN400 SERIES (Nu-Air Ventilation, 2012)

	L/s	Température d'entrée d'eau (°C)							
		37.8	48.9	54.4	60.0	65.6	71.1	76.7	82.2
Débit d'air	L/s	307							
Température d'entrée d'air	°C	21							
Température d'alimentation de l'air	°C	31.4	38.5	42.4	46	49.7	53.4	57.1	60.8
Température de retour de l'eau	°C	34.1	42.7	46.8	51	55.2	59.4	63.6	67.8
Débit d'eau	L/h	908							
Puissance fournie	kW	3.9	6.5	7.8	9.2	10.5	11.9	13.3	14.6

Une simulation TRNSYS modélise le système de chauffage d'une maison de type DLSC, dont la charge de chauffage Q_{ch} est déterminée grâce à l'équation (3.8). La Figure 3.33 illustre schématiquement le système considéré.

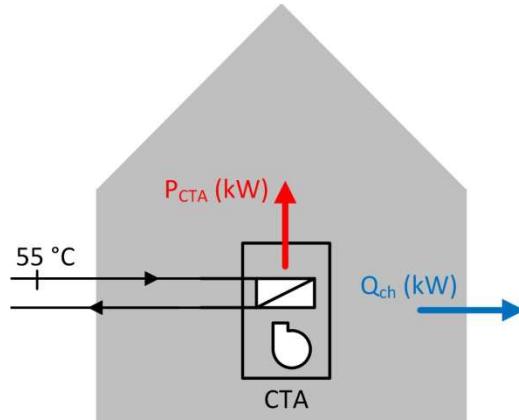


Figure 3.33. Schéma du système de chauffage des locaux

La CTA est modélisée par le TYPE 996, dont les données de performances en chauffage correspondent au Tableau 3.14. Ce modèle s'appuie sur un tableau de performance de manufacturier en régime permanent. La CTA fournit la puissance P_{CTA} au bâtiment. La maison est modélisée grâce au TYPE 690. La charge de chauffage est une donnée d'entrée du TYPE 690.

La température intérieure de la maison est calculée à chaque pas de temps en fonction de la charge de chauffage, de l'alimentation en air de la CTA et de l'inertie thermique du bâtiment (24,000 kJ/K dans cet exemple). La recirculation d'air est de 100 %, aucun air neuf n'est apporté au bâtiment. Ainsi, la température d'entrée d'air dans la CTA est égale à la température intérieure de la maison. Un thermostat (modélisé par le TYPE 108) assure le contrôle de la CTA en lui envoyant un signal ON/OFF. À chaque pas de temps, il compare la température intérieure de la maison à la température de consigne du thermostat $T_{cons,th}$. Dans cet exemple, la température de consigne est fixée à 21 °C et la bande morte est de 2 °C. La température d'entrée d'eau dans la CTA est fixée à 55 °C durant toute la simulation. La puissance fournie par la CTA pour une température d'entrée d'eau de 55 °C est de 8 kW, tandis que la charge de pointe en chauffage est de 7.6 kW (pour $T_a=-31.1$ °C). Ainsi, la puissance fournie est toujours supérieure à la charge de chauffage : un phénomène de cyclage de la CTA a lieu au cours de la saison de chauffage. Une simulation sur une année est réalisée, avec un pas de temps de 6 minutes. Ainsi, lorsque la CTA se met en route, elle l'est au moins pour 6 minutes.

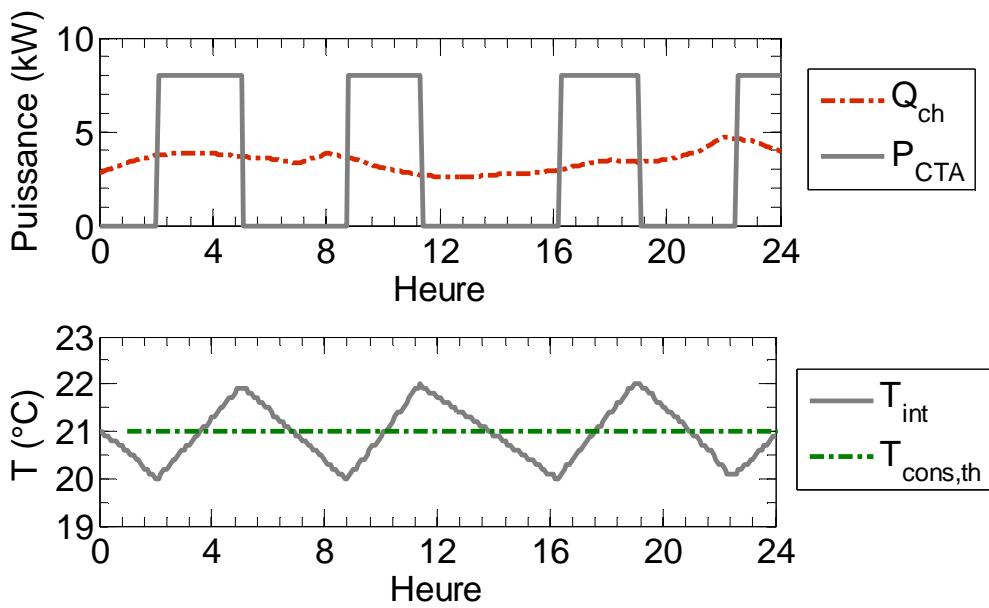


Figure 3.34. Opération de la CTA et température intérieure le 1^{er} janvier

La CTA fournit 50.5 GJ par an pour combler les besoins de chauffage de la maison. La CTA est en opération 1757 heures, soit 20 % du temps. La Figure 3.34 montre l'évolution de la charge de chauffage et de la puissance de la CTA lors de la première journée de la simulation (graphique du haut). La variation de la température intérieure de la maison T_{int} est représentée sur le graphique du bas. La puissance fournie par la CTA est supérieure à la charge de chauffage, la CTA est en opération quelques heures puis s'arrête. La température intérieure oscille autour de la température de consigne de 21 °C en respectant la bande morte de 2 °C.

3.4.2 Eau chaude domestique

Tout comme le chauffage des locaux, une partie des besoins en eau chaude domestique pourraient être assurés par un réseau urbain. Un des profils de consommation en eau chaude domestique le plus connu est le profil de "Perlman". Le profil est présenté à la Figure 3.35 pour une consommation journalière de 240 L (Bouthillier & Bernier, 1995). Ce profil est retranscrit dans TRNSYS grâce au TYPE 14b.

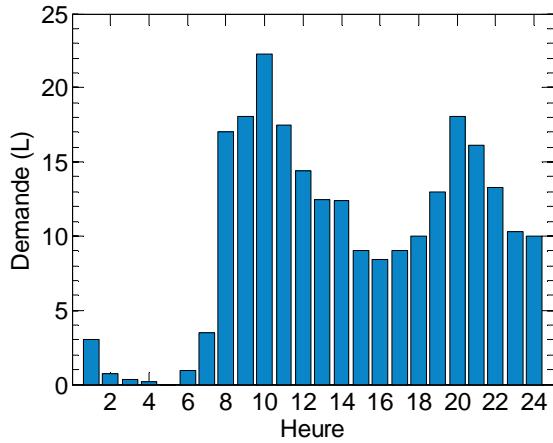


Figure 3.35. Profil de consommation en eau chaude domestique

La température de l'eau froide T_{mains} est fournie par le TYPE 15 (fichier météo). Elle varie selon la localisation et le jour de l'année. L'algorithme utilisé pour ce calcul a été initialement développé par Burch & Christensen (2007). La température moyenne journalière de l'air et de l'eau courante pour Calgary sont représentées à la Figure 3.36. La température de l'eau courante varie de 3 °C à 11.7 °C sur l'année.

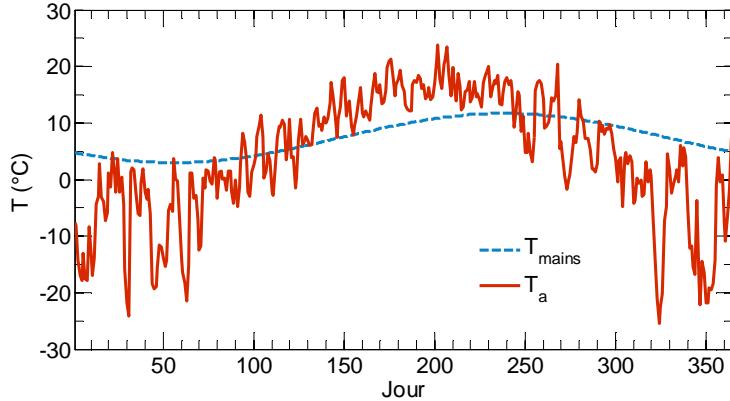


Figure 3.36. Variation de la température de l'eau courante à Calgary

Une première simulation calcule la consommation d'un chauffe-eau électrique individuel. L'eau chaude domestique est fournie par un réservoir de 270 L, modélisé par le TYPE 4a. Le réservoir possède deux éléments chauffants de 4.5 kW de puissance : l'un est placé à 18 cm de hauteur, l'autre à 100 cm. Le réservoir a une hauteur totale de 137 cm. Le débit d'eau froide entrant dans le réservoir et le débit d'eau chaude sortant correspond au profil présenté ci-dessus (cf. Figure 3.35). La température de consigne est de 30 °C pour l'élément du bas et 60 °C pour l'élément du haut, avec une bande morte de 2 °C. Les pertes de chaleur du réservoir sont négligées. Pour un profil de consommation journalier constant, la consommation électrique du chauffe-eau est de 19.3 GJ. Elle varie légèrement sur l'année, ceci étant dû à la variation de la température de l'eau courante.

Une seconde simulation TRNSYS est réalisée en ajoutant un échangeur de chaleur entre le réservoir ECS (eau chaude sanitaire) et le réseau urbain, tel que représenté à la Figure 3.37. La température d'alimentation au réseau urbain $T_{i,DH}$ varie entre 55 °C et 37 °C selon la température extérieure (cf. Figure 3.27). Le système est en opération lorsque la différence de température entre le fluide entrant côté source et le fluide entrant côté charge est supérieure à 10 °C. Les débits côté source et côté charge sont de 100 L·h⁻¹ afin de garantir un ΔT à l'échangeur inférieur à 10 °C. Un auxiliaire au gaz vient hausser la température de l'eau à 60 °C.

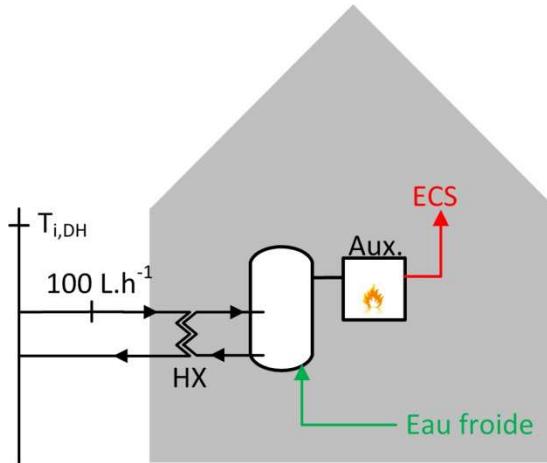


Figure 3.37. Échangeur de chaleur entre réseau urbain et réservoir ECS

Avec ces conditions, le fluide circule dans l'échangeur 6344 heures par année. L'énergie nécessaire pour fournir les besoins en eau chaude domestique est de 19.3 GJ par an. Les besoins mensuels sont représentés à la Figure 3.38. Sur une base annuelle, le réseau urbain fournit 11.2 GJ, soit 58 % des besoins. Le réseau fournit une plus grande part des besoins durant la saison hivernale car la température de consigne du réseau est alors plus élevée.

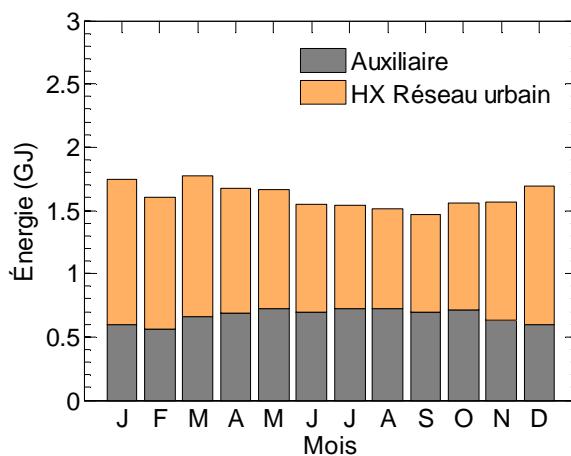


Figure 3.38. Variation annuelle des besoins en ECS fournis par le réseau et l'auxiliaire

3.4.3 Système combiné chauffage et eau chaude domestique

Pour les simulations suivantes, le réseau urbain fournit la totalité des besoins de chauffage et une partie des besoins en eau chaude domestique. L'autre partie des besoins en ECS est comblée par un auxiliaire de chauffage. Deux cas sont étudiés ici : l'opération de l'échangeur relié au réservoir ECS est indépendante de celle de la CTA et les deux circuits sont en parallèle ou bien les deux circuits sont en série et le circuit avec l'échangeur ne peut opérer que lorsque la CTA est en opération. Ces deux cas sont illustrés à la Figure 3.39. Pour chacun des cas, la température du réseau est soit une température fixe de 55 °C, soit une température variant de 55 à 37 °C. Les données de performances de la CTA EN400 SERIES sont étendues pour que celle-ci accepte une température d'entrée d'eau de 37 °C.

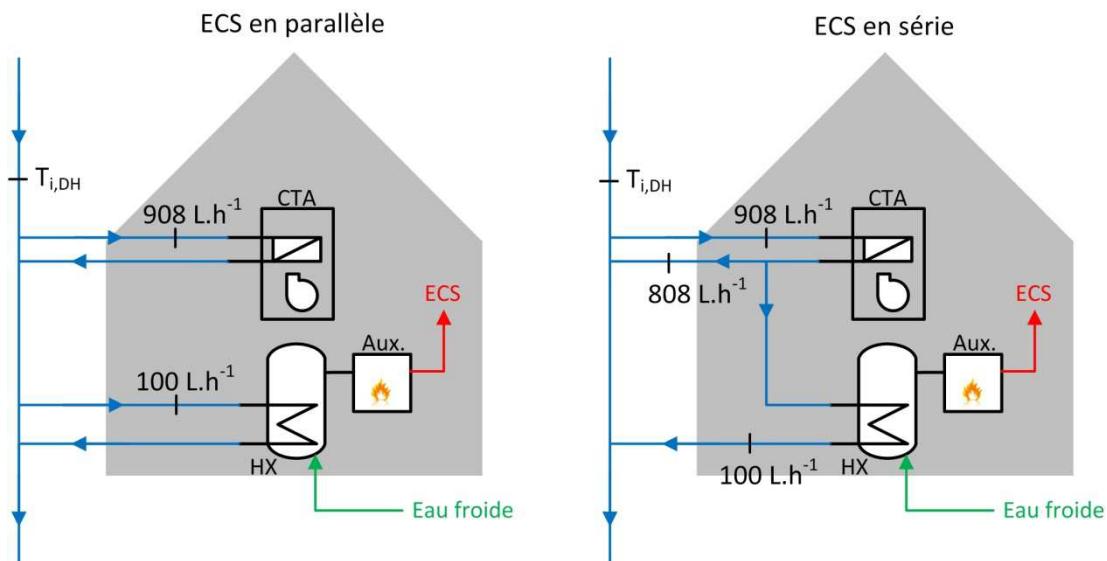


Figure 3.39. Système combiné chauffage et ECS

Les résultats d'une simulation annuelle sur TRNSYS sont fournis au Tableau 3.15. Dans le premier cas (ECS en parallèle) avec une température de consigne de 55 °C, le circuit de l'échangeur est en opération durant 6588 h par an contre seulement 1757 h pour le circuit de chauffage. La diminution de la température de consigne réduit fortement la part d'énergie fournie par l'échangeur pour l'ECS : celle-ci est de 58 % (soit 11.3 GJ) pour une température de consigne variant de 55 à 37 °C contre 90 % (soit 17.4 GJ) avec une température de consigne fixe de 55 °C.

Dans le second cas (ECS en série), le nombre d'heures d'opération de l'échangeur est obligatoirement inférieur à celui de la CTA. Pour une température de consigne variable, la part de l'énergie fournie par l'échangeur est de 37 % (soit 7.1 GJ).

Tableau 3.15. Résultats du système combiné chauffage et ECS

Cas	$T_{i,DH}$ (°C)	CTA		HX pour ECS		
		Opération (h)	Énergie (GJ)	Opération (h)	HX (GJ)	Aux. (GJ)
ECS en parallèle	55	1757	50.5	6588	17.4	1.9
	55 à 37	3119	49.8	6308	11.3	8.0
ECS en série	55	1757	50.5	1591	9.3	10.0
	55 à 37	3119	49.8	2424	7.1	12.2

Pour une même charge de chauffage, la CTA avec une température d'entrée d'eau plus faible va être en opération plus souvent et à puissance plus faible. Ainsi, pour la température de consigne de 55 °C, la CTA est en opération 1757 h par an contre 3119 h pour une température de consigne variable. Ceci entraîne aussi une légère différence dans l'énergie annuelle fournie (50.5 GJ contre 49.8 GJ).

CHAPITRE 4 STOCKAGE SAISONNIER DE CHALEUR PAR PUITS GÉOTHERMIQUES À DOUBLE TUBE EN U

4.1 Introduction

Cette section traite du stockage saisonnier de chaleur par puits géothermiques. Un stockage saisonnier permet de profiter d'une source d'énergie dont la disponibilité n'est pas en phase avec la demande d'énergie. Par exemple, cela permet de stocker l'énergie provenant de panneaux solaires thermiques en été et de la récupérer en hiver pour une application de chauffage des locaux. L'étude porte principalement sur un stockage saisonnier par puits géothermiques à double tube en U et deux circuits indépendants. Les simulations sont réalisées pour le climat de Calgary.

4.2 Champ de puits géothermiques verticaux

4.2.1 Puits géothermique en boucle fermée verticale

Les systèmes géothermiques en boucle fermée verticale consistent en la circulation d'un fluide caloporteur à travers un tube en polyéthylène haute densité (PEHD) enfoui sous terre. Ce tube en PEHD, d'un diamètre de 2.5 à 5 cm, est inséré dans un puits géothermique vertical pour former un U dans le sol, tel que représenté à la Figure 4.1. Le fluide se réchauffe ou se refroidit sous terre puis rejoint le système de chauffage ou climatisation (pompe à chaleur par exemple). Les puits géothermiques ont typiquement un diamètre de 12 à 15 cm et une longueur variant généralement de 20 à 200 m.

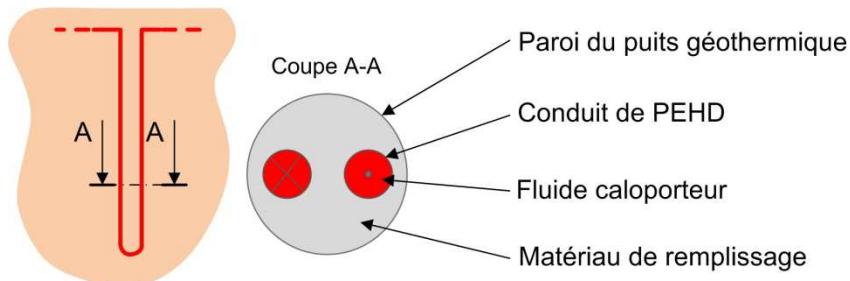


Figure 4.1. Puits géothermique en boucle fermée verticale à simple tube en U

Un matériau de remplissage est injecté sur toute la longueur du puits afin d'assurer un bon échange de chaleur entre le fluide et le sol. Celui-ci est choisi de préférence avec une haute conductivité thermique. Ce matériau doit être imperméable (ex. : bentonite) lorsqu'il y a risque de contamination de l'eau souterraine. La Figure 4.1 montre un puits à simple tube en U. Tel que vu dans la revue de la littérature, il existe aussi des puits à double tube en U : chaque puits contient alors quatre tuyaux au lieu de deux.

4.2.2 Modèles TRNSYS et applications

Le modèle TRNSYS le plus utilisé pour un champ de puits géothermiques est le TYPE 557, appelé modèle DST (duct ground heat storage). Le TYPE 557 crée par défaut une géométrie axisymétrique, telle que représentée à la Figure 4.2. L'utilisateur fournit le volume de stockage, la profondeur et le nombre de puits. Une répartition uniforme des puits est faite automatiquement par TRNSYS selon l'équation suivante :

$$V_{BTES} = \pi \cdot r_{BTES}^2 \cdot H = \pi \cdot r_1^2 \cdot H \cdot NBH_{tot} \text{ où } r_1 = 0.525 \cdot B \quad (4.1)$$

Avec r_{BTES} le rayon du volume de stockage (m^3), r_1 le rayon du volume attribué à chaque puits (m), H la longueur des puits (m), NBH_{tot} le nombre de puits géothermiques, B l'espacement entre les puits (m).

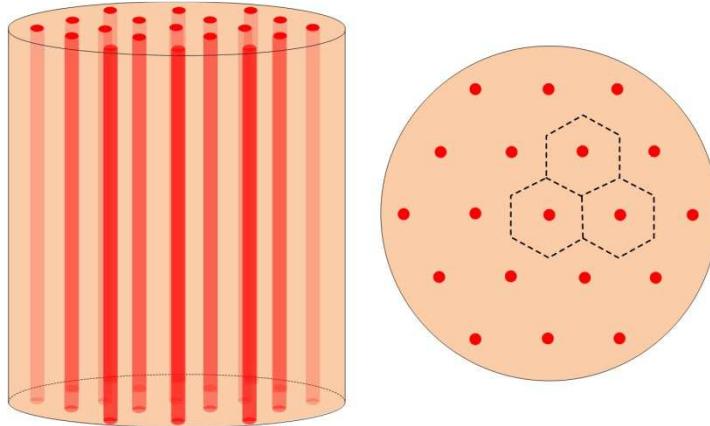


Figure 4.2. Géométrie d'un champ de 19 puits géothermiques créée par le TYPE 557

La Figure 4.3 montre la géométrie hexagonale du stockage saisonnier de DLSC, avec ses 144 puits répartis en 24 circuits de 6 puits en série. Les puits sont uniformément espacés de 2.25 m.

Lorsque de l'énergie est injectée dans le stockage (charge du BTES), c'est-à-dire que le fluide se refroidit en passant à travers les puits, le fluide circule du centre vers la périphérie. Lorsque de l'énergie est puisée (décharge du BTES), c'est-à-dire que le fluide se réchauffe, le fluide circule de la périphérie vers le centre. Il est à noter qu'à DLSC le même circuit est utilisé en mode charge et en mode décharge. Le sens de circulation du fluide est inversé pour basculer d'un mode à l'autre mais les deux modes ne peuvent coexister simultanément. Ainsi une stratification radiale de température se crée : la température au centre est plus élevée qu'à la périphérie. Les pertes de chaleur sont minimisées, la température d'alimentation aux capteurs solaires (par l'intermédiaire du STTS) est plus basse ce qui augmente leur efficacité et la température d'alimentation au réseau est plus élevée.

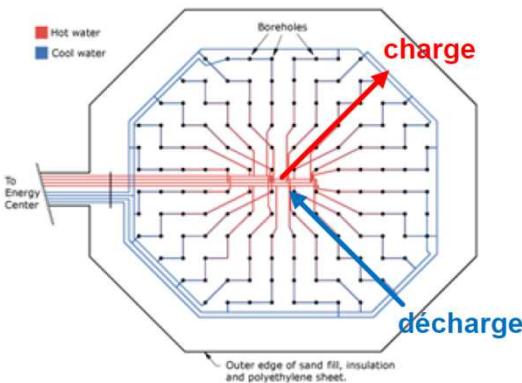


Figure 4.3. Géométrie du stockage saisonnier de DLSC - Tiré de (DLSC, 2007)

Le TYPE 557 ne permet pas la modélisation de puits à quatre tuyaux (double tube en U) avec deux circuits indépendants. Le TYPE 257 créé par Simon Chapuis modifie le TYPE 557 pour permettre une telle opération (Chapuis, 2009). À la Figure 4.4 est représenté un champ de puits géothermiques à double tube en U, avec deux circuits indépendants. La coupe d'un puits est présentée à droite sur cette figure. Le TYPE 257 permet à l'utilisateur de fixer un débit et une température d'entrée propres à chacun des circuits. De plus, le sens de circulation du fluide est choisi par l'utilisateur et peut être différent pour les deux circuits. Ce type de stockage saisonnier permet une charge et une décharge simultanées. Pour une application de communauté solaire, cela permet de s'affranchir du stockage thermique à court terme.

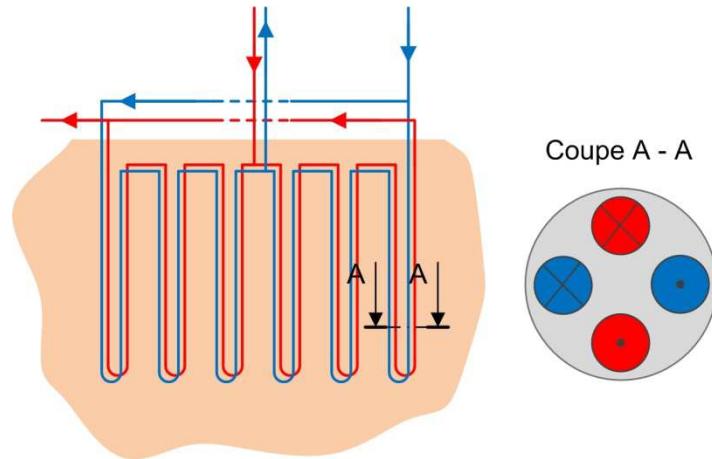


Figure 4.4. Coupe d'un champ de puits géothermiques à double tube en U à deux circuits indépendants

Le TYPE 257 calcule deux taux de transfert de chaleur q_1 et q_2 (un pour chaque circuit) tel que montré à la Figure 4.5. Ces deux valeurs sont sommées pour donner la nouvelle condition à la paroi du puits. L'interaction thermique entre les deux tubes en U n'est pas prise en compte directement mais par l'intermédiaire de l'échange thermique à la paroi. Ainsi, le TYPE 257 sous-estime l'échange de chaleur entre les deux circuits. Cette hypothèse fait en sorte que l'échange de chaleur entre les circuits est prédit de façon conservatrice.

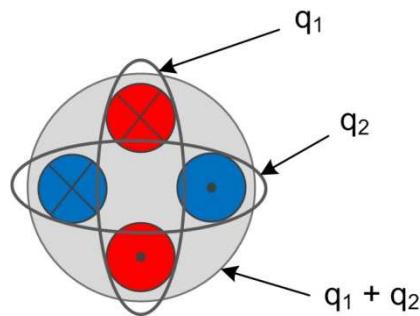


Figure 4.5. Calcul du transfert de chaleur par le TYPE 257

Les paramètres du stockage saisonnier à définir pour le TYPE 257 sont présentés au Tableau 4.1. Ces paramètres sont ceux utilisés pour le TYPE 557 dans les simulations de DLSC (J. Thornton, Communication personnelle, 17 février 2012), et seront pris comme cas de référence pour les futures études. Les données d'entrée pour chacun des circuits sont la température d'entrée du

fluide, le débit et le sens de circulation dans le stockage. La température de l'air est fournie par le fichier météo. Le débit de référence par puits permet au TYPE 257 de calculer la résistance thermique équivalente du puits R_b au début de la simulation. Cette valeur reste inchangée peu importe le débit réel dans les puits.

Tableau 4.1. Paramètres du stockage saisonnier pour le cas de référence (TYPE 257)

Paramètre	Valeur	Unité
Sol		
Volume de stockage	22093	m^3
Conductivité thermique	1.68	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$
Chaleur spécifique volumétrique	3.4	$\text{MJ}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{°C}^{-1}$
Puits		
Nombre total	144	
Nombre de branches de puits en série	24	
Nombre de puits en série par branche	6	
Espacement	2.25	m
Longueur des puits	35	m
Profondeur des têtes de puits	1	m
Rayon	0.075	m
Conductivité thermique du coulis	0.89	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$
Tube en U		
Rayon extérieur du tuyau	0.0125	m
Rayon intérieur du tuyau	0.01	m
Distance centre à centre entre les tuyaux	0.05	m
Conductivité thermique	0.41	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$
Fluide		
Chaleur spécifique	4.182	$\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$
Masse volumique	990.2	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Température de référence	30	°C
Débit de référence par puits - charge	0.2	$\text{L}\cdot\text{s}^{-1}$
Débit de référence par puits - décharge	0.2	$\text{L}\cdot\text{s}^{-1}$

La Figure 4.6 montre un exemple d'application du TYPE 257. Le circuit en rouge est relié à des panneaux solaires et assure la charge du stockage saisonnier, en été principalement. Le circuit en bleu est relié à un réseau urbain constitué de plusieurs logements et correspond à la décharge du stockage : l'énergie est puisée dans le stockage grâce au fluide caloporteur et envoyée aux logements lorsqu'il y a une demande de chauffage. Le TYPE 257 permet une charge et une

décharge de façon simultanée : il y aura alors un échange de chaleur entre les tubes en U en plus de l'échange avec le stockage saisonnier. Par exemple, à un instant donné, la température d'entrée dans le circuit de charge est de 90 °C (correspond à la température de sortie des panneaux solaires). La température d'entrée dans le circuit de décharge est de 30 °C (correspond à la température de sortie du réseau). Les températures de sortie des deux circuits sont indiquées sur la Figure 4.6. Le débit est de $4.6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ pour le circuit de charge et de décharge.

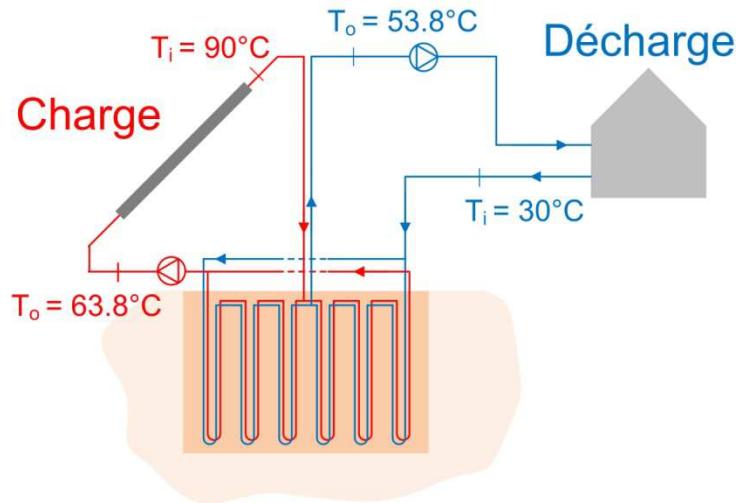


Figure 4.6. Exemple d'application du TYPE 257

À cet instant, la température moyenne du stockage est de 57 °C. La puissance injectée par le circuit de charge est de 504 kW et la puissance absorbée par le circuit de décharge est de 458 kW. Ainsi, 46 kW sont stockés dans le volume de stockage. La longueur totale de l'échangeur est de 5040 m (144 x 35 m). Le taux de transfert de chaleur (exprimé en W par mètre de forage) est donc de $100 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}$ côté charge et de $91 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}$ côté décharge. Pour une charge seule (le débit côté décharge est nul), la puissance injectée serait de 448 kW. Pour une décharge seule, la puissance serait de 396 kW. Donc l'échange de chaleur dans les puits entre les deux circuits indépendants augmente la puissance injectée et la puissance déchargée.

4.3 Caractéristiques d'un stockage saisonnier

Les deux propriétés du sol les plus importantes pour une application de stockage saisonnier de chaleur sont la conductivité thermique et la chaleur spécifique volumétrique. La conductivité

thermique, notée k ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$) représente la capacité d'un matériau à transmettre la chaleur par conduction. La chaleur spécifique, notée C_p ($\text{J}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$) représente la capacité d'un matériau à accumuler de la chaleur. La chaleur spécifique de l'eau est très élevée ($4.2 \text{ kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$) tandis que celle de la plupart des roches est plus faible, de l'ordre de $0.8 \text{ kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$ (Banks, 2008). La chaleur spécifique volumétrique C_s ($\text{MJ}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{°C}^{-1}$) prend en compte la masse volumique ρ ($\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$) du matériau :

$$C_s = \rho C_p \quad (4.2)$$

La diffusivité thermique α ($\text{m}^2\cdot\text{s}^{-1}$) est le ratio entre conductivité thermique et chaleur spécifique volumétrique. Elle dépend à la fois de la capacité du matériau à conduire la chaleur et sa capacité à accumuler de la chaleur.

$$\alpha = \frac{k}{\rho C_p} \quad (4.3)$$

La diffusivité de l'eau est de $0.012 \text{ m}^2\cdot\text{jour}^{-1}$ tandis que celle du sol du cas de référence (cf. Tableau 4.1) est de $0.042 \text{ m}^2\cdot\text{jour}^{-1}$.

Au Tableau 4.2 figurent les propriétés thermiques de différentes roches et différents sédiments, ainsi que celles de l'eau, l'air et le béton.

Tableau 4.2. Propriétés thermiques de différents matériaux (Banks, 2008)

Matériau	k ($\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$)	C_s ($\text{MJ}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{°C}^{-1}$)
Calcaire	1.5-3.0	1.9-2.4
Argile humide	0.9-2.2	2.4
Basalte	1.3-2.3	2.4-2.6
Diorite	1.7-3.0	2.9-3.3
Grès	2.0-6.5	2.0-2.1
Granite	3.0-4.0	1.6-3.1
Quartzite	5.5-7.5	1.9-2.7
Air	0.024	0.0013
Béton	0.8	1.8
Eau	0.6	4.18

Un stockage saisonnier possède cinq caractéristiques principales (Hadorn, 1988) : i) capacité de stockage; ii) capacité à absorber et restituer l'énergie; iii) pertes de chaleur; iv) durée de vie; v) coût. Dans cette section sont discutées les trois premières caractéristiques.

Capacité de stockage

La capacité de stockage dépend de la chaleur spécifique volumétrique du sol (C_s) mais aussi de l'amplitude ΔT_{BTES} de la température moyenne du stockage durant l'année. La capacité de stockage est calculée selon l'équation suivante :

$$\text{Capacité stockage} = V \cdot C_s \cdot \Delta T_{BTES} \quad (4.4)$$

Par exemple, pour stocker 50 GJ (besoins de chauffage d'une maison DLSC) dans un sol ayant une chaleur spécifique volumétrique de $2 \text{ MJ} \cdot \text{m}^{-3} \cdot {}^\circ\text{C}^{-1}$ et fonctionnant entre 30 et 80 ${}^\circ\text{C}$, le volume requis pour un stockage sans aucune perte de chaleur est le suivant :

$$V = \frac{50 * 10^3}{2 * (80 - 30)} = 500 \text{ m}^3 \quad (4.5)$$

En tenant compte des pertes de chaleur, qui représentent généralement 50 % de l'énergie injectée, le volume devra nécessairement être plus grand.

Capacité à absorber et restituer l'énergie

La capacité d'un stockage à absorber et restituer l'énergie est exprimée par la puissance maximale disponible. Le taux de transfert maximal en charge et en décharge dans un stockage saisonnier de chaleur est limité par le processus de diffusion de la chaleur (qui dépend de la conductivité thermique et de la chaleur spécifique). Le taux de transfert doit être suffisant pour l'application. Cela peut poser problème lors des pics de charge ou de décharge. En été par exemple, si la source est l'énergie solaire, le stockage devra absorber une grande quantité d'énergie en peu de temps. De même, lors des pics de chauffage, le stockage devra fournir une grande quantité de chaleur au fluide pour assurer les besoins. La solution adoptée à DLSC a été d'intégrer un stockage à court terme constitué d'un réservoir d'eau, qui agit comme un stockage tampon. En effet, il est possible d'obtenir un taux de transfert de chaleur élevée avec des réservoirs d'eau, aussi bien en injection de chaleur qu'en extraction.

Pertes de chaleur

Les pertes de chaleur d'un stockage (W) s'expriment selon l'équation suivante :

$$\text{Pertes} = U \cdot A \cdot (T_{BTES,moy} - T_a) \quad (4.6)$$

U ($\text{W} \cdot \text{m}^{-2} \cdot {}^\circ\text{C}^{-1}$) est le coefficient de déperditions thermiques global (comprend les déperditions au travers de toutes les parois du stockage), A est la surface du volume de stockage (m^2), $T_{moy,BTES}$ est la température moyenne du stockage (${}^\circ\text{C}$). Tel que montré à la Figure 4.7, les pertes de chaleur du stockage vers le sol alentour se divisent en trois : pertes par le haut du stockage, pertes par le bas, et pertes par les côtés (surface cylindrique).

La majorité des pertes de chaleur ont lieu par le haut du stockage, celles-ci peuvent être réduites en isolant la partie supérieure du stockage. Il est préférable de faire dépasser l'isolant de part et d'autre du stockage : un débord d'une longueur de l'ordre de 20 % de la hauteur est recommandé (Hadorn, 1988). Placer la tête des puits sous la surface du sol (1 m de profondeur par exemple) permet aussi de réduire les pertes. Les formes les plus compactes (ratio surface sur volume faible) minimisent les pertes, de même que les grands volumes de stockage. En effet, les pertes de chaleur doivent être faibles par rapport à la capacité du stockage. La température moyenne du stockage a un fort impact sur les pertes : il est recommandé d'opérer avec la température la plus faible possible.

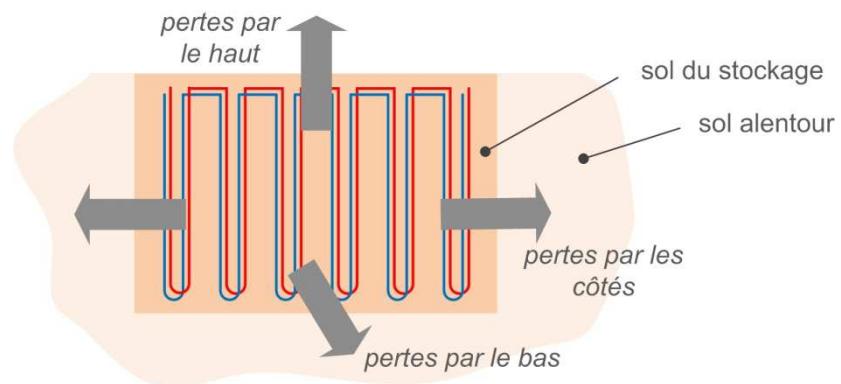


Figure 4.7. Pertes de chaleur d'un stockage saisonnier par puits géothermiques

La Figure 4.8 compare deux stockages saisonniers ayant la même température moyenne mais une amplitude en température différente. Les pertes de chaleur dépendent uniquement de la différence

entre la température moyenne du stockage et la température de l'air. Ainsi, les stockages A et B ont les mêmes pertes de chaleur. En revanche, la capacité du stockage dépend de l'amplitude de sa température ($T_{max,BTES} - T_{min,BTES}$). Le stockage A a une plus grande amplitude, il a donc une plus grande capacité que le stockage B.

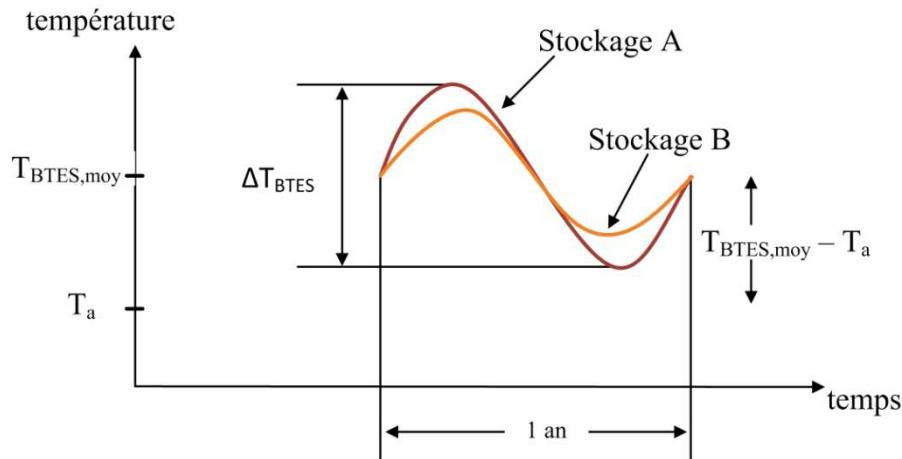


Figure 4.8. Comparaison de deux stockages saisonniers - Adapté de (Hadorn, 1988)

Durant la saison de chauffage (phase de décharge), la température du stockage diminue. L'énergie contenue dans un stockage n'est plus utile dès lors que le niveau de température n'est pas suffisant pour l'application considérée. La Figure 4.9 illustre ce propos.

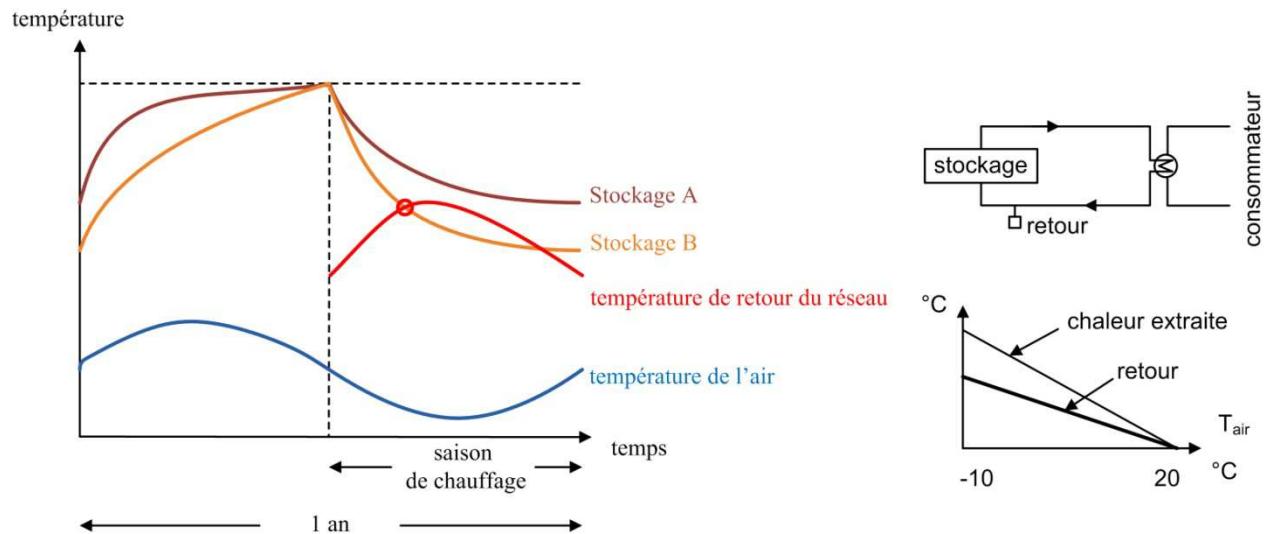


Figure 4.9. Influence de la température de retour - Adapté de (Hadorn, 1988)

Dans cet exemple, la température d'alimentation (et de retour) d'un réseau urbain alimentant une série de maisons devant être chauffées est fonction de la température ambiante. Elle est maximale pour une température extérieure minimale. Le stockage A peut être utilisé durant toute la période de chauffage car sa température est supérieure à la température de retour du réseau urbain. En revanche, le stockage B a une température trop faible pour assurer les besoins durant toute la saison de chauffage.

4.4 Simulations TRNSYS pour la charge du BTES

Les simulations suivantes testent les performances du stockage saisonnier pendant la période de charge en faisant varier certains paramètres importants. L'objectif de la recharge solaire est de stocker de l'énergie mais aussi d'augmenter la température du sol, cette température peut aller jusqu'à 90 °C. Le modèle utilisé pour le stockage est le TYPE 257. Le stockage saisonnier est chargé grâce à l'énergie collectée par 798 panneaux solaires (2293 m^2). Les performances des panneaux solaires sont celles données à la Figure 3.9. L'opération est définie par un contrôleur de type hystérésis (cf. Figure 3.11). Aucune perte thermique n'est considérée dans le circuit reliant les panneaux solaires au stockage. L'énergie solaire annuelle disponible sur une telle surface est de 14,756 GJ. Le cas de référence correspond aux paramètres du stockage donnés au Tableau 4.1 et est illustré à la Figure 4.10. Une étude paramétrique est réalisée en faisant varier un seul paramètre à la fois, les autres étant ceux du cas de référence. Les résultats du cas de référence apparaissent en gris à la première ligne des tableaux suivants.

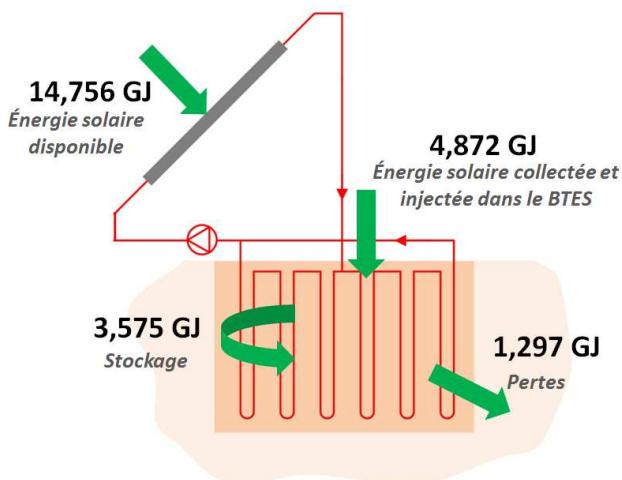


Figure 4.10. Résultats du cas de référence pour 1 an de recharge solaire du stockage

4.4.1 Influence des caractéristiques du sol

L'influence de la conductivité thermique du sol sur les performances d'un stockage saisonnier est étudiée en faisant varier k de 0.5 à 7 $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot^\circ\text{C}^{-1}$. Les résultats des simulations TRNSYS sur une année sont présentés au Tableau 4.3. L'augmentation de la conductivité thermique du sol entraîne une augmentation de l'énergie solaire collectée, mais aussi des pertes thermiques du stockage. Ainsi, l'énergie stockée est maximum pour le cas où k est égal à 1 $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot^\circ\text{C}^{-1}$. L'impact sur la température moyenne du stockage est faible. Le stockage dans le BTES est exprimé en valeur absolue et en pourcentage de l'énergie solaire disponible (14,756 GJ).

Tableau 4.3. Influence de la conductivité thermique du sol

k	Énergie solaire collectée		Pertes du BTES		Stockage dans le BTES		$T_{moy,BTES}$
	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot^\circ\text{C}^{-1}$	GJ	relatif	GJ	relatif	GJ	%
1.68	4872	1.0	1297	1.0	3575	24	35
0.5	4030	0.8	567	0.4	3463	23	32
1	4552	0.9	939	0.7	3613	24	34
1.5	4806	1.0	1215	0.9	3591	24	35
2	4969	1.0	1435	1.1	3534	24	35
4	5320	1.1	2083	1.6	3237	22	34
7	5591	1.1	2734	2.1	2857	19	31

Le TYPE 257 permet de fixer une conductivité thermique différente pour le stockage et le sol autour du stockage. La conductivité thermique du sol alentour est variée de 0.5 à 7 $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot^\circ\text{C}^{-1}$ tandis que la conductivité thermique du stockage est fixée à 1.68 $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot^\circ\text{C}^{-1}$. Les résultats sont présentés au Tableau 4.4. Une faible conductivité thermique du sol alentour permet de minimiser les pertes, le sol agit alors comme un isolant. L'impact sur l'énergie solaire collectée est plutôt faible ainsi que sur la température moyenne du stockage. Le stockage est maximum pour la conductivité thermique la plus faible.

Tableau 4.4. Influence de la conductivité thermique du sol alentour¹

k (sol alentour) $\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$	Énergie solaire collectée		Pertes du BTES		Stockage dans le BTES		$T_{moy,BTES}$ °C
	GJ	relatif	GJ	relatif	GJ	%	
1.68	4872	1.0	1297	1.0	3575	24	35
0.1	4682	1.0	501	0.4	4181	28	38
0.5	4778	1.0	906	0.7	3872	26	36
1	4829	1.0	1127	0.9	3703	25	35
1.5	4863	1.0	1264	1.0	3600	24	35
2	4886	1.0	1357	1.0	3529	24	35
4	4944	1.0	1588	1.2	3356	23	34
7	4988	1.0	1764	1.4	3223	22	33

¹ la conductivité thermique du stockage est égale à $1.68 \text{ W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{°C}^{-1}$.

L'influence de la chaleur spécifique volumétrique du sol sur les performances d'un stockage saisonnier est étudiée en faisant varier C_s de 1 à 4 $\text{MJ}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{°C}^{-1}$. Les résultats des simulations TRNSYS sur une année sont présentés au Tableau 4.5. L'augmentation de la chaleur spécifique volumétrique entraîne une augmentation de l'énergie stockée : l'énergie solaire collectée augmente et les pertes du stockage diminuent. Cependant, la température moyenne du stockage passe de 61 °C à 32 °C, ce qui pourrait représenter un inconvénient selon l'application envisagée.

Tableau 4.5. Influence de la chaleur spécifique volumétrique du sol

C_s $\text{MJ}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{°C}^{-1}$	Énergie solaire collectée		Pertes du BTES		Stockage dans le BTES		$T_{moy,BTES}$ °C
	GJ	relatif	GJ	relatif	GJ	%	
3.4	4872	1.0	1297	1.0	3575	24	35
1	3378	0.7	1737	1.3	1641	11	61
2	4219	0.9	1539	1.2	2680	18	46
3	4720	1.0	1357	1.0	3363	23	37
4	5060	1.0	1217	0.9	3842	26	32

4.4.2 Influence de la géométrie du stockage

Lorsque les puits géothermiques sont utilisés avec des pompes à chaleur, les puits doivent être le plus espacé possible afin de limiter l'interférence thermique entre les puits. Un espace-

d'environ 8 à 10 m est recommandé. Des formes linéaires ou ouvertes sont à privilégier pour maximiser l'échange de chaleur avec le sol alentour (Banks, 2008). En revanche, pour une application de stockage saisonnier, l'espacement entre les puits a une importance moindre. Des valeurs de 2 à 5 m sont prises en général. Quant à la géométrie, celle-ci doit être la plus compacte possible, c'est à dire un ratio surface sur volume le plus faible possible. La forme optimale est un cylindre dont le diamètre est légèrement inférieur à la hauteur (VDI-4640, 2000).

Dans l'analyse qui suit, le volume est fixé à $22,093 \text{ m}^3$ et la longueur totale de l'échangeur géothermique est de 5,040 m. Les paramètres autres que la géométrie sont ceux du cas de référence. La profondeur des puits est variée de 5 à 100 m et le rayon du stockage s'ajuste en conséquence. Ainsi, pour une profondeur élevée, le rayon du stockage est faible et inversement. La Figure 4.11 montre un stockage de 5 m de profondeur (1008 puits) et un stockage de 100 m de profondeur (50 puits) ayant le même volume. L'espacement entre les puits est de 2.25 m pour toutes les géométries. Il est utile de définir le rapport A/V qui représente le rapport entre la surface du volume de stockage et le volume de stockage.

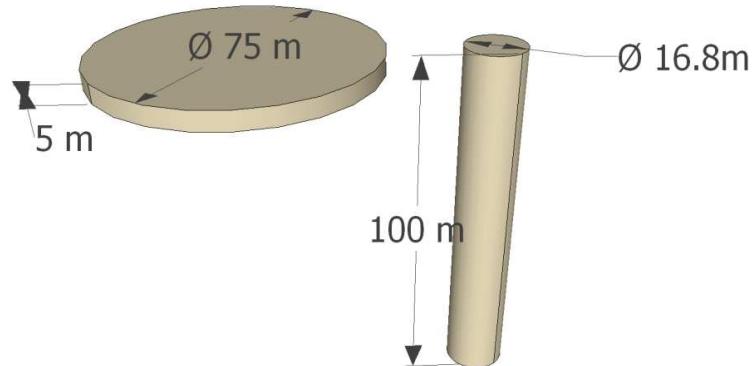


Figure 4.11. Exemples de deux géométries de stockage ayant le même volume ($22,093 \text{ m}^3$)

Les résultats des simulations TRNSYS pour une recharge solaire d'une année sont présentés au Tableau 4.6. Lorsque la profondeur est faible, les pertes sont élevées (2,398 GJ de pertes pour une profondeur de 5 m). L'énergie solaire collectée varie légèrement entre les géométries. La forme la plus compacte correspond au cas où le diamètre est égal à la profondeur, soit 30.4 m de diamètre. Tel qu'attendu, c'est pour la géométrie la plus compacte que le stockage est maximum.

Tableau 4.6. Influence de la géométrie

Diamètre	Profondeur	A/V	Nb de puits	Énergie solaire collectée		Pertes du BTES		Stockage dans le BTES		$T_{moy,BTES}$		
				m	m⁻¹	GJ	relatif	GJ	relatif			
28.3	35	0.20	144	4872		1.0		1297	1.0	3575	24	35
75.0	5	0.45	1008	5000		1.0		2398	1.8	2602	18	29
53.0	10	0.28	504	4916		1.0		1618	1.2	3298	22	33
30.4	30.4	0.20	166	4869		1.0		1279	1.0	3589	24	35
23.7	50	0.21	101	4905		1.0		1407	1.1	3498	24	34
16.8	100	0.26	50	4976		1.0		1813	1.4	3163	21	33

Dans la prochaine analyse, l'espacement entre les puits est varié de 1 à 15 m pour un même nombre de puits et une même profondeur. Ainsi, le volume de stockage augmente. Les résultats sont présentés au Tableau 4.7. La quantité d'énergie stockée est plus importante pour un espacement élevé. Cependant, cette énergie étant répartie dans un plus grand volume, la température du stockage est faible. Un stockage ayant une température inférieure à la température de retour du réseau urbain ne sera pas utile, même s'il contient de l'énergie. En général, la température de retour est de l'ordre de 30 à 40 °C. Dans cet exemple, les espacements supérieurs à 3 m ne seraient donc pas adéquats.

Tableau 4.7. Influence de l'espacement des puits

Espacement	V	A/V	Énergie solaire collectée		Pertes du BTES		Stockage dans le BTES		$T_{moy,BTES}$		
			m	m³	GJ	relatif	GJ	relatif			
2.25	22093	0.20	4872		1.0		1297	1.0	3575	24	35
1	4364	0.37	2915		0.6		1558	1.2	1357	9	74
2	17457	0.22	4601		0.9		1377	1.1	3224	22	40
3	39277	0.16	5431		1.1		1084	0.8	4347	29	24
5	109104	0.12	6009		1.2		761	0.6	5248	36	13
10	436414	0.09	6212		1.3		386	0.3	5826	39	8
15	981932	0.08	6221		1.3		231	0.2	5990	41	7

L'impact de la stratification radiale est étudié en inversant le sens de circulation du fluide dans le cas de référence (cf. Figure 4.3). Lorsque le fluide circule de la périphérie vers le centre au lieu du centre vers la périphérie, les pertes augmentent (1,515 GJ au lieu de 1,297 GJ) et le stockage diminue (3,359 GJ au lieu de 3,575 GJ). La température du stockage est alors de 33°C.

Le débit dans le circuit de charge a une double influence : une influence sur les performances du stockage saisonnier mais aussi sur celles des panneaux solaires. Le débit doit être assez grand pour induire un écoulement turbulent. Le débit est varié de 1 à 15 L·s⁻¹. Les résultats sont présentés au Tableau 4.8. L'augmentation du débit entraîne une augmentation de l'énergie solaire injectée dans le stockage mais aussi une augmentation des pertes. Au final, le stockage dans le BTES est sensiblement le même au-delà d'un débit de 4 L·s⁻¹.

Tableau 4.8. Influence du débit côté charge

Débit	Énergie solaire collectée		Pertes du BTES		Stockage dans le BTES		$T_{moy,BTES}$	
	L·s⁻¹	GJ	relatif	GJ	relatif	GJ	%	
4.6	4872	1.0		1297	1.0	3575	24	35
1	3654	0.8		739	0.6	2915	20	28
2	4520	0.9		1082	0.8	3439	23	33
3	4749	1.0		1212	0.9	3537	24	34
4	4840	1.0		1274	1.0	3566	24	35
5	4888	1.0		1310	1.0	3579	24	35
6	4913	1.0		1332	1.0	3582	24	35
10	4929	1.0		1358	1.0	3571	24	35
15	4921	1.0		1359	1.0	3562	24	34

4.5 Simulations TRNSYS pour la charge et la décharge du BTES

Les simulations suivantes réalisées avec le TYPE 257 testent l'opération de charge et de décharge du stockage saisonnier. La recharge solaire est assurée par 798 panneaux solaires. Le circuit de charge est celui présenté à la section précédente et le stockage saisonnier correspond au cas de référence (cf. Tableau 4.1). Le réseau urbain est responsable de la décharge du stockage et est constitué de 52 maisons de type DLSC (cf. section 3.2). Quatre cas de figure peuvent se présenter : seul le circuit de charge opère, seul le circuit de décharge opère, les deux circuits

opèrent simultanément ou aucun des circuits n'opère. Une première configuration de la communauté solaire est illustrée à la Figure 4.12.

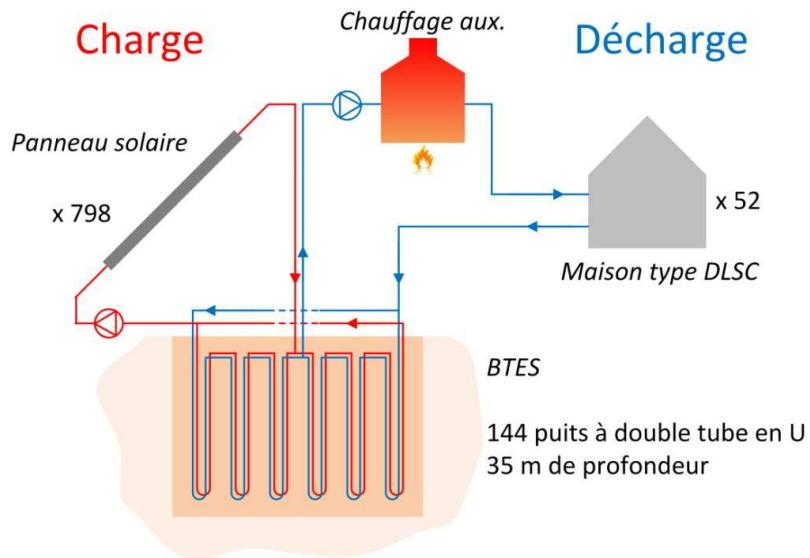


Figure 4.12. Configuration n° 1 de la communauté solaire

Dans cette section, les pertes de chaleur du réseau urbain et du circuit solaire sont négligées. Un auxiliaire de chauffage est requis car il permet en tout temps d'assurer une température d'alimentation aux maisons adéquate. La température de consigne de l'auxiliaire varie de 55 °C à 37 °C en fonction de la température extérieure (cf. Figure 3.27). Le réseau urbain est constitué d'une pompe de circulation (modélisé par le TYPE 3b dans TRNSYS), d'un auxiliaire de chauffage au gaz (TYPE 659) et des 52 maisons, dont la charge de chauffage est représentée par le TYPE 682. Le TYPE 682 retire au fluide la charge totale de chauffage. Le débit varie entre $2 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ et $7.6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ en fonction de la température extérieure (cf. Figure 3.28). La pompe de circulation est actionnée lorsqu'il y a une charge de chauffage, i.e. lorsque la température extérieure est inférieure à 11.6 °C.

Avec cette première configuration, deux situations peuvent survenir :

- La température d'alimentation au réseau urbain est trop élevée

Si l'échange de chaleur dans le circuit de décharge est élevé, la température du fluide sortant du stockage pourrait être supérieure à la température de consigne du réseau. La température

d'alimentation doit être limitée. De plus, il n'est pas avantageux de puiser plus d'énergie que nécessaire dans le stockage, car cela entraîne des pertes de chaleur inutiles.

- Le fluide côté décharge se refroidit en passant à travers le BTES

Cette situation n'est pas désirable car le fluide dans le circuit de décharge injecterait de l'énergie dans le BTES au lieu d'en puiser. Autrement dit, le chauffage auxiliaire ne servirait plus uniquement à assurer les besoins de chauffage, mais il réchaufferait aussi le stockage.

Ces deux situations peuvent être évitées en mettant en place une recirculation du fluide sortant du réseau urbain grâce à une vanne 3 voies. La configuration adoptée est représentée à la Figure 4.13.

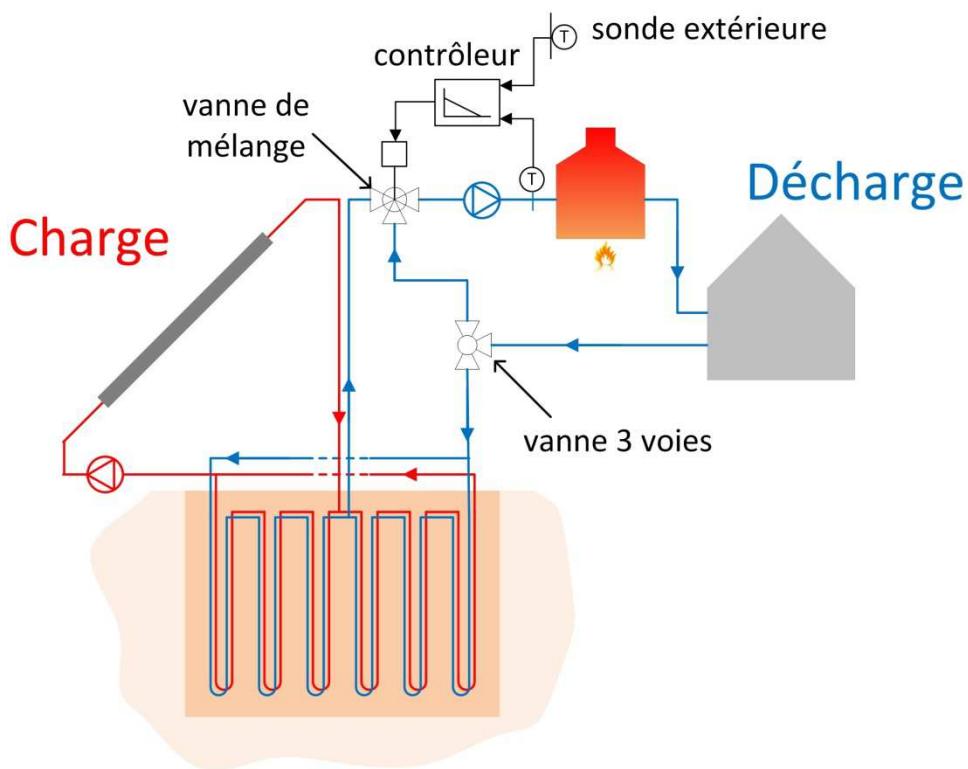


Figure 4.13. Configuration n° 2 de la communauté solaire

Le contrôle du débit dans la branche de recirculation est assuré par un régulateur modélisé par le TYPE 953. Le régulateur calcule le débit de recirculation permettant d'obtenir une température à la sortie de la vanne de mélange inférieure ou égale à la température de consigne $T_{cons,v3v}$ fixée par l'utilisateur. Le débit de recirculation est donc fonction de la température de sortie du réseau

et de la température de sortie du stockage (côté décharge). Pour les simulations suivantes, $T_{cons,v3v}$ est égal à $T_{cons,aux}$. S'il n'y a aucun gain utile dans le stockage, tout le fluide est recirculé. Si le gain utile dans le stockage n'est pas suffisant pour atteindre la température de consigne, tout le fluide est envoyé dans le stockage et le chauffage auxiliaire hausse la température jusqu'à la température de consigne. S'il y a un gain utile suffisant dans le stockage, le débit de recirculation sera alors calculé pour que la température à la sortie de la vanne de mélange soit égale à la température de consigne. Le chauffage auxiliaire sera à l'arrêt.

4.5.1 Résultats de la simulation TRNSYS pour le cas de référence

La simulation TRNSYS de la configuration n° 2 est effectuée pour une période de 5 ans. Les résultats sont présentés à la Figure 4.14. En haut à gauche apparaît la température moyenne annuelle du stockage. En haut à droite apparaît la fraction solaire, qui est la part de l'énergie solaire dans l'énergie totale fournie au réseau. Le graphique du bas représente la répartition de l'énergie injectée dans le BTES : une partie est stockée dans le BTES, une partie est envoyée au réseau et le reste représente les pertes thermiques du BTES.

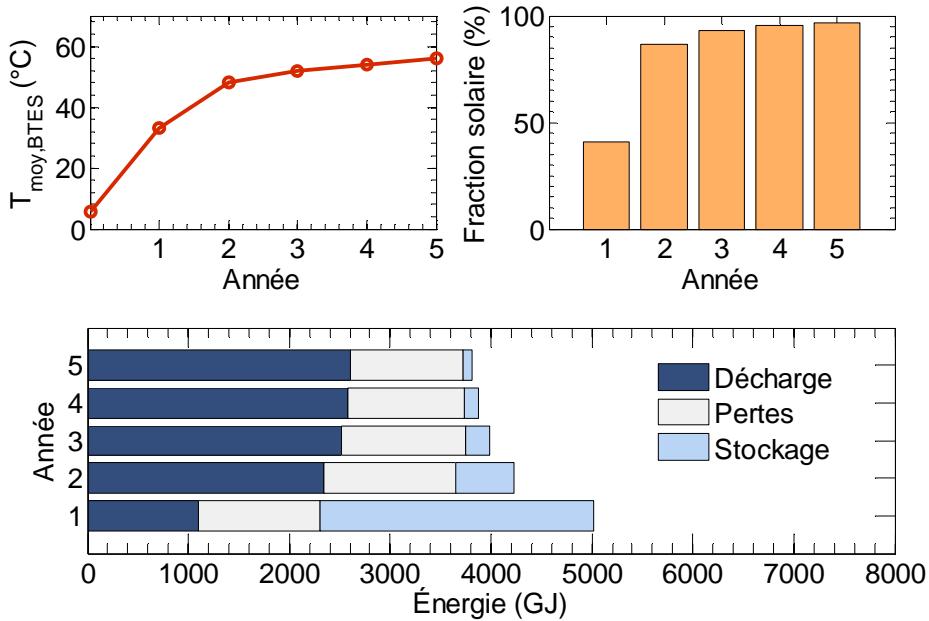


Figure 4.14. Résultats pour le cas de référence

La température moyenne du stockage augmente progressivement, passant de 5.7 °C au début de la première année à 56 °C en moyenne la cinquième année. La première année, une grande quantité d'énergie est stockée dans le BTES afin de hausser le niveau de température. Il en résulte une fraction solaire relativement faible (41 %) et le chauffage auxiliaire est très sollicité. La fraction solaire atteint 87 % la deuxième année, 97 % la cinquième année. Le bilan de la 5e année est présenté à la Figure 4.15. L'efficacité des panneaux solaires est de 26 %. Les pertes thermiques du stockage représentent 29 % de l'énergie solaire injectée dans le BTES.

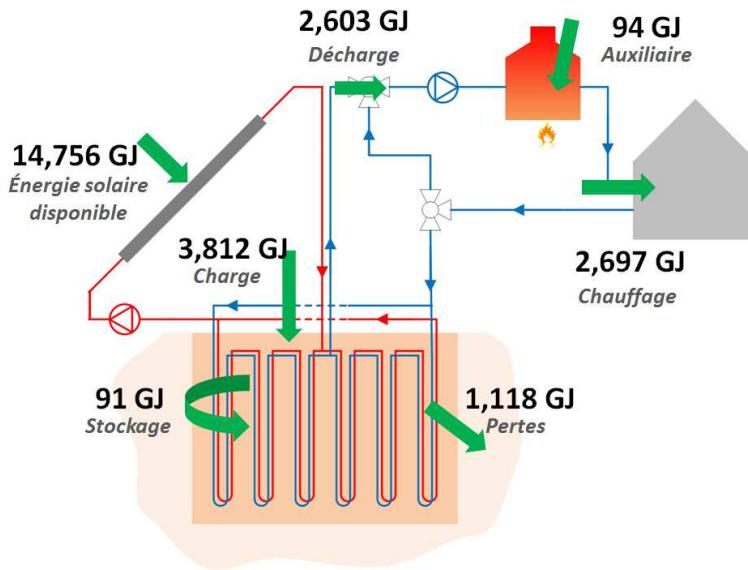


Figure 4.15. Bilan de l'année 5 pour la charge et la décharge du BTES

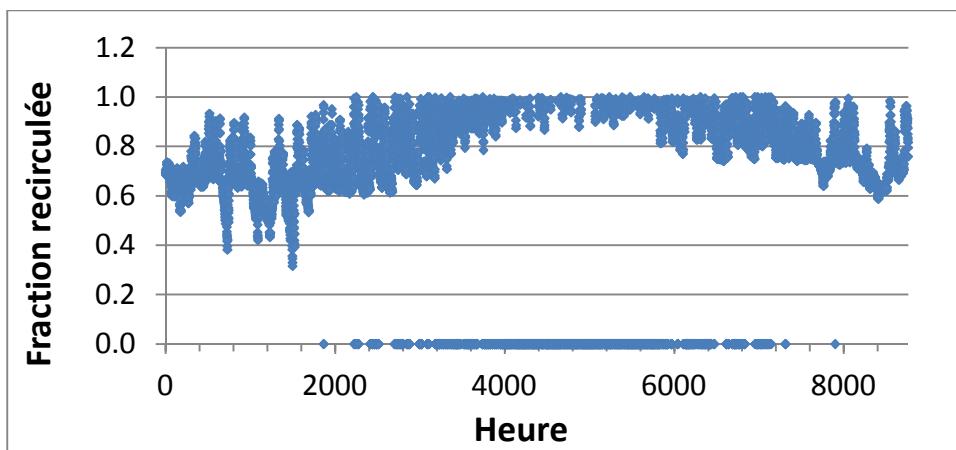


Figure 4.16. Fraction du débit de fluide recirculé durant la 5e année

Il y a une recirculation partielle ou totale du fluide sortant du réseau urbain durant 6240 heures pendant l'année, autrement dit à chaque fois que le réseau est en opération. En moyenne, la fraction de fluide recirculé est de 0.77 en opération, avec un minimum de 0.3 et un maximum de 1 tel que montré à la Figure 4.16.

4.5.2 Influence du préchauffage

Initialement, la température moyenne du stockage est égale à la température moyenne de l'air sur l'année, soit 5.7 °C pour Calgary. Ainsi, la fraction solaire durant la première année de fonctionnement du stockage saisonnier est souvent faible car la température du stockage est trop basse pour permettre un échange suffisant avec le fluide toute la saison de chauffage. Il est possible de préchauffer le stockage avant la mise en route du réseau urbain. Seul le circuit solaire fonctionne durant cette période. Les résultats pour 1 an de préchauffage sont présentés à la Figure 4.17. Un préchauffage d'une année à partir du mois de janvier permet d'atteindre une fraction solaire de 95 % dès la première année de mise en service du réseau urbain.

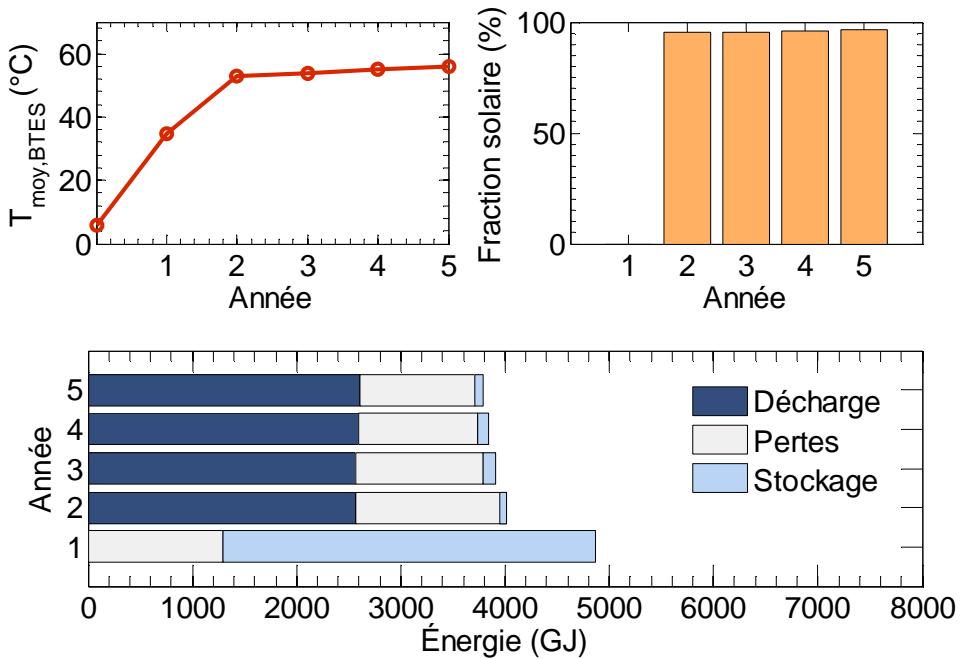


Figure 4.17. Résultats pour 1 an de préchauffage

4.5.3 Influence de la température de consigne du réseau

La température de consigne du réseau urbain influence fortement le comportement de la communauté solaire. À la Figure 4.18 est présentée l'évolution de la température moyenne du stockage saisonnier (moyenne mensuelle) pour deux températures de consigne différentes. Pour la température de consigne fixe de 60 °C, la température moyenne du stockage est plus élevée et l'amplitude de température est plus faible. Tel que discuté à la Figure 4.8, cela implique plus de pertes de chaleur et une capacité de stockage moins importante que pour le cas avec une température de consigne variant de 55 à 37 °C (cf. Figure 3.27). Il est préférable d'avoir une température de consigne la plus basse possible afin de limiter les pertes de chaleur du BTES et du réseau, de maximiser le stockage, de minimiser la température d'entrée dans les panneaux solaires et donc de maximiser l'efficacité des panneaux solaires. Il faut également souligner qu'une température de consigne faible (de l'ordre de 30 °C) implique l'emploi d'une unité terminale de chauffage performante permettant d'assurer le confort des occupants.

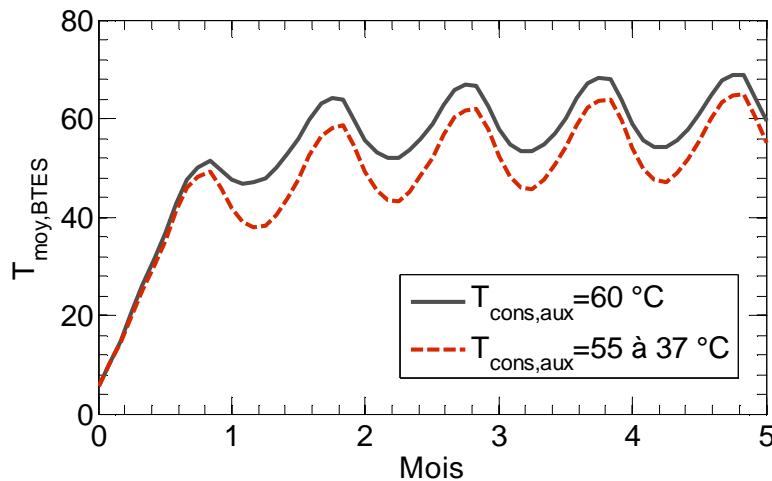


Figure 4.18. Température moyenne du BTES pour différentes températures de consigne de l'auxiliaire de chauffage

La Figure 4.19 présente les résultats pour une température de consigne de 60 °C. La fraction solaire atteint 78 % au bout de 5 ans. Les pertes de chaleur du BTES sont importantes : elles représentent 38 % de l'énergie solaire collectée la dernière année. La température moyenne annuelle du stockage est de 61 °C l'année 5.

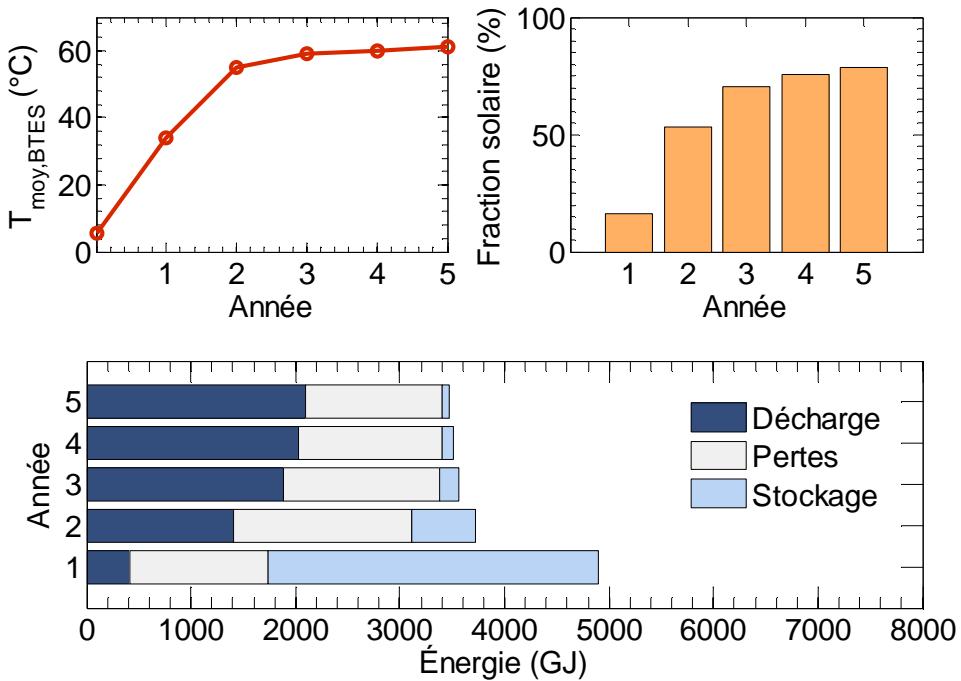


Figure 4.19. Résultats pour une température de consigne de 60 °C

4.6 Résumé

Le TYPE 257 (modèle DST modifié) permettant de modéliser dans TRNSYS un champ de puits géothermiques à double tube en U avec deux circuits indépendants a été présenté. Dans le cas d'une communauté solaire utilisant un stockage saisonnier de chaleur, ce type de système permet une charge par les panneaux solaires et une décharge par le réseau urbain de façon simultanée. Ainsi, un stockage à court terme comme à DLSC n'est plus nécessaire, à condition que le taux de transfert de chaleur dans le stockage soit suffisant pour absorber et restituer l'énergie. Les principales caractéristiques d'un stockage saisonnier ont été examinées : capacité de stockage, capacité à absorber et restituer l'énergie et pertes de chaleur. L'influence des propriétés du sol sur l'opération de charge du BTES a été étudiée. Une conductivité thermique du sol élevée entraîne des pertes de chaleur élevées mais une plus grande quantité d'énergie solaire collectée. L'augmentation de la chaleur spécifique du sol entraîne une augmentation de l'énergie solaire collectée et une diminution des pertes de chaleur. Cependant, le niveau de température du BTES est fortement affecté par cette valeur. Une chaleur spécifique faible implique un niveau de

température élevé. La géométrie du stockage la plus compacte permet de minimiser les pertes de chaleur. Dans l'exemple utilisé, les puits doivent être espacés de moins de 3 m pour obtenir un niveau de température suffisant. Une communauté solaire semblable à DLSC a été modélisée sur TRNSYS. Par rapport à DLSC, le stockage à court terme a cependant été supprimé et un stockage saisonnier par puits géothermiques à double tube en U à deux circuits indépendants est modélisé. La température de consigne du réseau varie de 55 à 37 °C en fonction de la température extérieure. Le débit est aussi régulé en fonction de la température extérieure. Les premiers résultats indiquent une fraction solaire de 41 % la première année et 97 % la cinquième année. Ces résultats ne tiennent pas compte des pertes de chaleur dans le réseau urbain et dans le circuit solaire. Un préchauffage du BTES d'un an permettrait d'atteindre une fraction solaire de 95 % dès la première année d'opération du réseau. De plus, la température de consigne du réseau a un impact fort sur les performances de la communauté. Une température de consigne augmentée à 60 °C induit une fraction solaire de 78 % au bout de 5 ans.

CHAPITRE 5 COMMUNAUTÉ SOLAIRE AVEC RÉSEAU URBAIN À UN SEUL TUYAU

5.1 Introduction

La communauté solaire étudiée dans ce chapitre comprend un réseau urbain à un seul tuyau. Tout comme à Drake Landing, le réseau est composé de 4 boucles alimentant 52 maisons au total. On suppose ici que chaque boucle alimente 13 maisons. Le stockage saisonnier est identique à celui étudié au chapitre précédent : puits géothermiques à double tube en U avec deux circuits indépendants. Le schéma global est présenté à la Figure 5.1. Les boucles sont numérotées de 1 à 4 et les maisons de chaque boucle de 1 à 13.

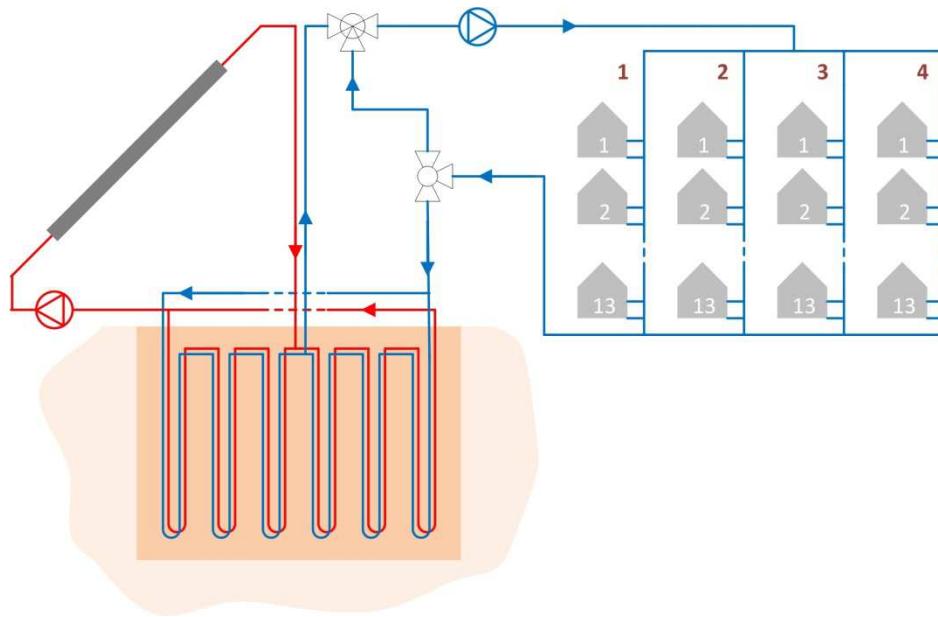


Figure 5.1. Schéma de la communauté solaire avec réseau urbain à un seul tuyau

Dans un premier temps, une comparaison avec un réseau à deux tuyaux est effectuée. Deux configurations sont ensuite envisagées pour le réseau à un seul tuyau : un auxiliaire de chauffage central au gaz situé à l'entrée du réseau est utilisé ou des auxiliaires de chauffage individuels au gaz sont installés dans chacune des maisons. Une régulation propre à chacune des configurations est proposée. Pour la configuration adoptée, un modèle TRNSYS simplifié puis un modèle TRNSYS complet sont mis en place. Les résultats de simulations sur 5 ans sont présentés et

analysés. Ceux-ci sont ensuite comparés aux résultats de la communauté Drake Landing. Finalement, une analyse différentielle des coûts est présentée.

5.2 Comparaison avec un réseau à deux tuyaux

5.2.1 Description des deux types de réseaux

Le réseau de distribution le plus couramment utilisé est un réseau dit «à deux tuyaux» où toutes les unités de chauffage sont en parallèle. Le premier tuyau correspond au tuyau d'alimentation et il fournit le débit requis à chaque unité de chauffage. Le débit dans le tuyau d'alimentation diminue le long du réseau au fur et à mesure que les unités de chauffage sont alimentées et la température reste constante si l'on néglige les pertes de chaleur dans la tuyauterie. Le deuxième tuyau correspond au tuyau de retour : le fluide sortant des unités de chauffage rejoint ce tuyau. Le débit dans le tuyau de retour augmente le long du réseau.

Dans un réseau de distribution dit «à un seul tuyau» (one pipe system en anglais), l'alimentation et le retour se font dans le même tuyau, appelé circuit primaire. Le débit dans le circuit primaire reste constant tout le long du réseau. À chaque maison, une partie du fluide est envoyée dans le circuit secondaire alimentant l'unité de chauffage puis est retournée dans le circuit primaire. Les unités de chauffage sont en série. Sans auxiliaire de chauffage, la température dans le circuit primaire diminue le long du réseau et par conséquent la température d'alimentation aux unités de chauffage diminue elle aussi.

Les deux types de réseaux sont représentés schématiquement à la Figure 5.2. À titre d'exemple, chaque réseau alimente les unités de chauffage de trois maisons avec un débit dans chaque unité de $0.25 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. Le débit total dans le réseau est de $0.75 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. La puissance fournie par chaque unité de chauffage à l'instant considéré est de 5 kW . Dans le réseau à deux tuyaux, la température dans le tuyau d'alimentation (ligne pleine) est constante. Les trois unités de chauffage sont alimentées à la même température, 50°C ici. En revanche, pour le réseau à un tuyau, la température chute le long du réseau : 50°C à l'entrée de la première maison, 48.4°C à l'entrée de la deuxième maison et 46.8°C à l'entrée de la dernière maison. La température de sortie est de 45.2°C pour les deux cas.

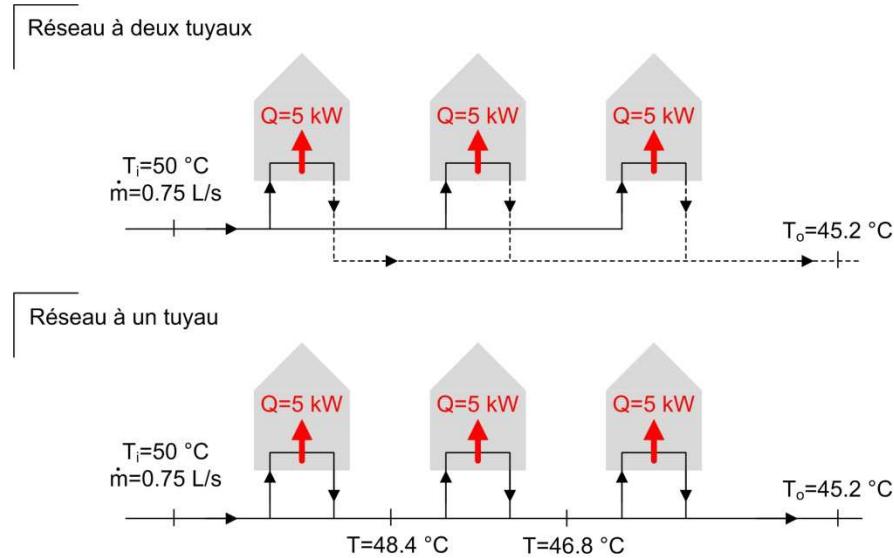


Figure 5.2. Schéma de réseaux à un et deux tuyaux

5.2.2 Avantages et inconvénients

Le principal avantage du réseau à un tuyau est que la longueur du circuit primaire est divisée par deux par rapport à un réseau à deux tuyaux. Cette réduction de longueur entraîne une réduction des coûts d'achat et d'installation ainsi qu'une réduction des pertes de chaleur dans la tuyauterie (pour une même température de fluide). Le diamètre du tuyau est le même pour tout le réseau ce qui diminue les coûts liés aux raccords de tuyauterie. De plus, le débit dans le réseau principal ne dépend pas du nombre d'unités de chauffage en opération contrairement à un réseau à deux tuyaux.

Le principal inconvénient du réseau à un tuyau est la diminution de la température le long du réseau. Cette chute de température doit être contrôlée afin de garantir une température adéquate à l'entrée de toutes les unités de chauffage. Les CTA classiques acceptent des températures d'entrée d'eau entre 35°C et 85°C . La puissance fournie dépend de la température d'entrée d'eau. Ainsi, une puissance trop faible par rapport à la charge de chauffage pourrait entraîner une diminution de la température intérieure de la maison. La régulation du réseau urbain doit permettre un confort thermique similaire pour tous les occupants, peu importe la place de la maison dans le réseau.

La Figure 3.27 donne la température d'entrée d'eau minimum à la CTA garantissant un confort adéquat des occupants. Cette température varie de 55 °C à 37 °C en fonction de la température extérieure et donc de la charge de chauffage. Il s'agit de la régulation adoptée pour la communauté DLSC. Cette température minimum est appelée $T_{cons,CTA}$. L'objectif est donc de garantir une température d'entrée d'eau supérieure ou égale à $T_{cons,CTA}$, et ce pour toutes les maisons.

Pour une communauté solaire utilisant un réseau de distribution à deux tuyaux telle que celle de DLSC, il est très avantageux de limiter le niveau de température et de maximiser le ΔT dans le réseau, tel que discuté dans la revue de la littérature. La température d'alimentation aux maisons sera donc égale à $T_{cons,CTA}$ et le débit sera varié en fonction du nombre de CTA en opération. Le ΔT dans le réseau est alors donné par le ΔT aux CTA.

Pour une communauté solaire utilisant un réseau à un seul tuyau, le niveau de température sera plus élevé que pour un réseau à deux tuyaux pour pallier la chute de température. Pour avoir une température d'alimentation à la dernière maison de chaque boucle égale à $T_{cons,CTA}$, la température au début de la boucle devra être plus élevée que $T_{cons,CTA}$. Un ΔT élevé dans le réseau induit un niveau de température élevé, ce qui n'est à priori pas recommandé.

5.3 Auxiliaire de chauffage central vs auxiliaires individuels

L'énergie fournie par le stockage saisonnier et les panneaux solaires n'est pas régulière durant la durée de vie du système. De plus, des problèmes peuvent survenir entraînant l'arrêt de la captation d'énergie solaire ou de l'opération du stockage saisonnier. La présence d'un auxiliaire de chauffage est donc obligatoire ici afin d'assurer les besoins de chauffage en tout temps. Deux configurations sont possibles : soit un auxiliaire de chauffage central est utilisé, soit des auxiliaires individuels sont installés dans chaque maison, en amont de l'unité de chauffage.

Pour un auxiliaire central, la température de consigne de l'auxiliaire et le débit sont variés pour maîtriser la chute de température le long du réseau. La température de consigne de l'auxiliaire doit être supérieure à $T_{cons,CTA}$ pour obtenir une température supérieure ou égale à $T_{cons,CTA}$ à l'entrée de la dernière maison de chaque boucle.

Pour la configuration avec auxiliaires individuels, la température de consigne des auxiliaires est égale à $T_{cons,CTA}$. Des auxiliaires individuels permettent de garantir une température d'entrée d'eau

aux CTA au moins égale à la température de consigne, peu importe la température et le débit dans le circuit primaire. Cependant, les auxiliaires seront sollicités différemment selon la position de la maison dans la boucle du réseau.

5.3.1 Régulation

La régulation du réseau urbain à un tuyau doit permettre une température d'alimentation à chacune des CTA supérieure ou égale à $T_{cons,CTA}$ tout en limitant la consommation du ou des auxiliaires de chauffage ainsi que l'énergie de pompage. La différence de température entre l'entrée dans les boucles du réseau et la sortie du réseau est notée ΔT_{DH} . La température maximale d'opération du réseau est calculée grâce au paramètre $\Delta T_{DH,max}$ donnant la variation maximale de température dans le réseau. Ce paramètre permet de limiter les pertes de chaleur mais aussi de limiter la température d'entrée d'eau dans les CTA et donc la puissance fournie.

La Figure 5.3 donne un schéma des entrées, sorties et paramètres du régulateur. Le régulateur possède trois variables d'entrées : la température d'entrée dans le réseau $T_{i,DH}$ (température à la sortie de la vanne de mélange, en amont de la pompe de circulation), la température de consigne des CTA et la charge de chauffage totale des 52 maisons Q_{tot} . Le régulateur possède trois paramètres fixes : le débit total minimum dans le réseau noté $\dot{m}_{DH,min}$, le débit total maximum $\dot{m}_{DH,max}$ et la variation maximale de température dans le réseau $\Delta T_{DH,max}$. Enfin, le régulateur fournit deux sorties : la température de consigne du ou des auxiliaires de chauffage $T_{cons,aux}$ et la consigne de débit \dot{m}_{DH} envoyée à la pompe de circulation.

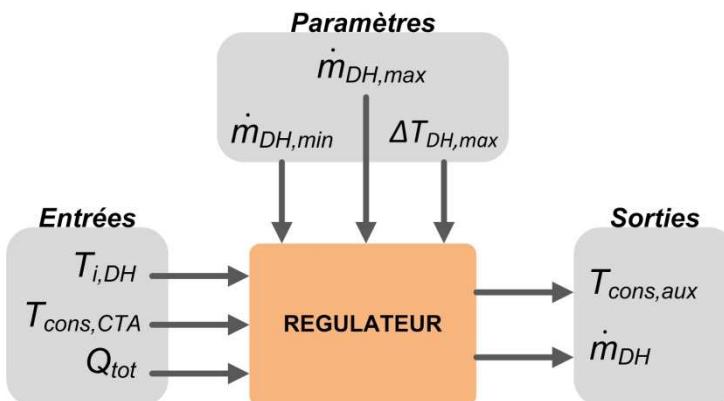


Figure 5.3. Entrées, sorties et paramètres de régulation du réseau à un tuyau

La pompe de circulation du réseau est une pompe à débit variable. Une pompe à débit variable permet en général une variation du débit jusqu'à 10 % du débit maximum. De plus, le débit dans chaque boucle devra toujours être supérieur ou égal au débit d'eau requis pour une CTA, noté \dot{m}_{CTA} . Ainsi, le débit minimum autorisé dans le réseau est égal à :

$$\dot{m}_{DH,min} = MAX(0.1 \cdot \dot{m}_{DH,max}; n_b \cdot \dot{m}_{CTA}) \quad (5.1)$$

Avec n_b le nombre de boucles dans le réseau. Le débit dans chaque boucle \dot{m}_b est égal à :

$$\dot{m}_b = \frac{\dot{m}_{DH}}{n_b} \quad (5.2)$$

Dans un premier temps, la puissance fournie par les CTA est supposée exactement égale à la charge de chauffage, calculée toutes les heures grâce à l'équation (3.8). Cette puissance ne dépend donc pas de la température d'entrée d'eau dans la CTA. La charge de chauffage étant la même pour toutes les maisons, toutes les CTA seront en opération en même temps. La différence de température de l'eau entre l'entrée et la sortie de chaque CTA est notée ΔT_{CTA} . Le débit d'eau dans les unités de chauffage \dot{m}_{CTA} est fixé à $0.25 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. La charge de chauffage maximale est de 7.6 kW par maison, la valeur de ΔT_{CTA} varie donc de 0°C à 7.3°C et elle est la même pour toutes les CTA. La régulation sera différente selon la configuration adoptée (auxiliaire central ou individuel).

- **Auxiliaire central**

Dans un réseau à un tuyau avec un auxiliaire central, les CTA d'une même boucle auront à chaque instant une température d'alimentation en eau différente. La configuration avec auxiliaire central est illustrée à la Figure 5.4.

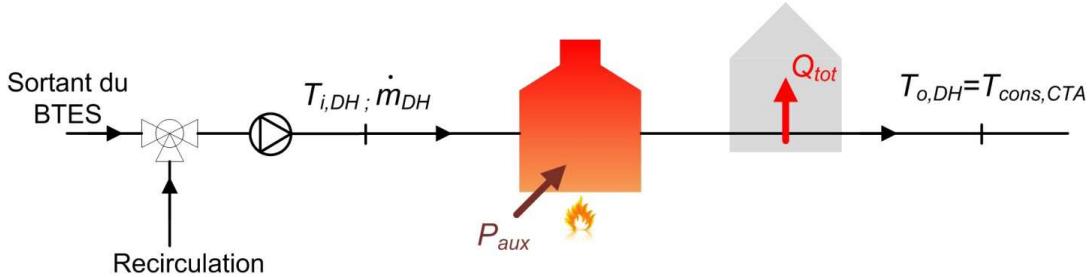


Figure 5.4. Configuration avec auxiliaire central

La régulation est telle que la température de sortie du réseau $T_{o,DH}$ est toujours égale à $T_{cons,CTA}$. Deux scénarios de régulation (Cas C1 et C2) sont envisagés :

Cas C1 : $T_{i,DH} < T_{cons,CTA}$

La température d'entrée dans le réseau est inférieure à la température de consigne des CTA. Dans ce cas, la puissance de l'auxiliaire P_{aux} est égale à :

$$P_{aux} = \dot{m}_{DH} \cdot c_{p,eau} (T_{cons,aux} - T_{i,DH}) = Q_{tot} + \dot{m}_{DH} \cdot c_{p,eau} (T_{cons,CTA} - T_{i,DH}) \quad (5.3)$$

Pour minimiser la puissance de l'auxiliaire, il faut minimiser le débit et maximiser la température de consigne de l'auxiliaire. Le paramètre $\Delta T_{DH,max}$ intervient ici, il permet de limiter la température de consigne de l'auxiliaire. La valeur de $T_{cons,aux}$ est fixée selon :

$$T_{cons,aux} = T_{cons,CTA} + \Delta T_{DH,max} \quad (5.4)$$

Le débit est ensuite calculé en fonction de la charge de chauffage totale pour obtenir une température de sortie du réseau égale à $T_{cons,CTA}$:

$$\dot{m}_{DH} = \frac{Q_{tot}}{c_{p,eau}(T_{cons,aux} - T_{cons,CTA})} = \frac{Q_{tot}}{c_{p,eau} \cdot \Delta T_{DH,max}} \quad (5.5)$$

Ici, le débit maximum autorisé dans le réseau doit être supérieur au débit requis pour la charge de chauffage maximum (395 kW pour 52 maisons), soit $9.45 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ pour $\Delta T_{DH,max}$ égal à 10°C .

Cas C2 : $T_{i,DH} \geq T_{cons,CTA}$

La température d'entrée dans le réseau est supérieure ou égale à la température de consigne des CTA. Dans ce cas il est avantageux de limiter la température de consigne de l'auxiliaire. Si la température d'entrée dans le réseau est assez élevée, aucun chauffage auxiliaire ne sera nécessaire. Le débit théorique permettant de ne pas mettre en route l'auxiliaire est le suivant :

$$\dot{m}_{theo} = \frac{Q_{tot}}{c_{p,eau}(T_{i,DH} - T_{cons,CTA})} \quad (5.6)$$

Le débit doit cependant respecter la limite minimum et maximum autorisée. Ainsi, le débit total dans le réseau est le suivant :

$$\dot{m}_{DH} = \text{MIN}(\text{MAX}(\dot{m}_{DH,min}, \dot{m}_{theo}), \dot{m}_{DH,max}) \quad (5.7)$$

Si le débit théorique est inférieur à $\dot{m}_{DH,max}$, l'auxiliaire de chauffage n'est pas sollicité. Si le débit théorique est supérieur à $\dot{m}_{DH,max}$, la consigne de débit est égale au débit maximum. L'auxiliaire se met en route et sa température de consigne est la suivante :

$$T_{cons,aux} = T_{cons,CTA} + \frac{Q_{tot}}{\dot{m}_{DH,max} \cdot c_{p,eau}} \quad (5.8)$$

Pour une configuration avec un auxiliaire central, aucune erreur de régulation n'est acceptable. En effet, si le débit ou la température ne sont pas adéquats à la sortie de l'auxiliaire, certaines maisons pourraient ne pas avoir une température d'entrée d'eau suffisante pour assurer les besoins de chauffage.

La Figure 5.5 illustre la régulation du réseau à un tuyau utilisant un auxiliaire central discutée ci-dessus. Dans le cas étudié, le débit est limité à $10 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. La valeur de $\Delta T_{DH,max}$ est égale à 10°C . La température extérieure est fixée à 0°C . Ainsi, la température de consigne des CTA et la charge de chauffage sont fixes. La température de consigne des CTA est égale à 37°C . La température de consigne de l'auxiliaire est donc limitée à 47°C . La charge de chauffage est égale à 2.08 kW par maison, soit une charge de chauffage totale de 108 kW . Le débit total dans le réseau (graphique du haut) est réglé en fonction de la température d'entrée dans le réseau urbain. La puissance de l'auxiliaire est indiquée sur le graphique du bas.

Pour cet exemple, lorsque la température d'entrée dans le réseau est inférieure à 37°C , le débit est égal à $2.6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ et la température de consigne de l'auxiliaire est de 47°C (Cas C1). La puissance de l'auxiliaire est alors supérieure à la charge de chauffage totale. Lorsque la température d'entrée dans le réseau est entre 37°C et 39.5°C , le débit est maximum ($10 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$). À partir d'une valeur de $T_{i,DH}$ de 39.5°C , le débit peut être réduit progressivement et l'auxiliaire n'est pas sollicité (Cas C2).

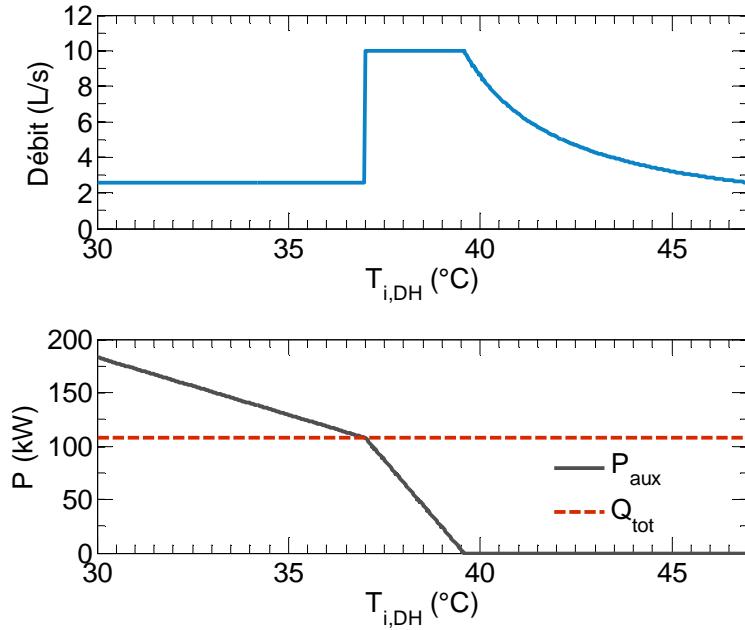


Figure 5.5. Régulation du réseau à un tuyau avec auxiliaire central pour une température extérieure fixe ($T_a = 0^\circ\text{C}$)

- **Auxiliaires individuels**

La Figure 5.6 montre la partie du réseau alimentant la première maison d'une boucle pour une configuration avec auxiliaires individuels. La température de l'eau dans le circuit primaire en amont et à l'aval de la première maison est notée $T_{i,1}$ et $T_{o,1}$ respectivement. L'auxiliaire de chauffage individuel est en opération lorsqu'il y a une demande de chauffage et que la température à son entrée est inférieure à $T_{cons,CTA}$.

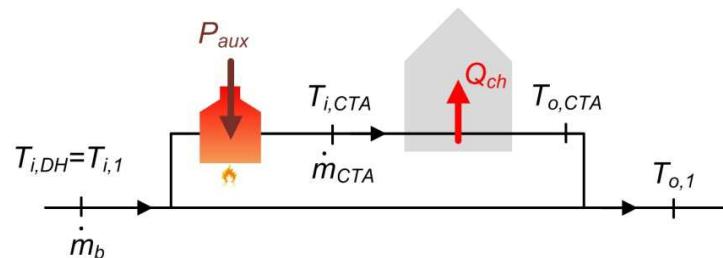


Figure 5.6. Configuration avec auxiliaires individuels (représentation de la première maison d'une boucle)

La température de consigne des auxiliaires individuels $T_{cons,aux}$ est toujours égale à $T_{cons,CTA}$. Ainsi, la température d'entrée dans la CTA $T_{i,CTA}$ est en tout temps supérieure ou égale à $T_{cons,CTA}$. Le paramètre $\Delta T_{DH,max}$ n'est pas utilisé pour cette régulation. Trois scénarios de régulation (Cas I1, I2 et I3) sont envisagés :

Cas I1 : $T_{i,DH} < T_{cons,CTA}$ et $T_{i,DH} \leq T_{o,CTA}$

La température d'entrée dans le réseau $T_{i,DH}$ est inférieure à la température de consigne des CTA et inférieure à la température de sortie des CTA. Ainsi, le fluide sortant de chacune des CTA et rejoignant le circuit primaire est plus chaud que le fluide entrant dans le réseau. La consommation des auxiliaires est réduite en minimisant le débit dans le réseau. Le débit optimum du réseau est donc égal au débit minimum $\dot{m}_{DH,min}$.

Cas I2 : $T_{i,DH} < T_{cons,CTA}$ et $T_{i,DH} > T_{o,CTA}$

La température d'entrée dans le réseau est inférieure à la température de consigne des CTA, mais supérieure à la température de sortie des CTA. Ainsi, le fluide sortant des CTA est plus froid que le fluide entrant dans le réseau. Un débit élevé dans la boucle vient limiter l'utilisation des auxiliaires de chauffage. Le débit optimum du réseau est donc égal au débit maximum $\dot{m}_{DH,max}$.

Cas I3 : $T_{i,DH} \geq T_{cons,CTA}$

La température d'entrée dans le réseau est supérieure à la température de consigne des CTA. L'objectif ici est qu'aucun des auxiliaires ne se mette en route. Le débit théorique permettant cela est le même que pour la configuration avec auxiliaire central, il est donné à l'équation (5.6). Le débit est finalement donné par l'équation (5.7).

La Figure 5.7 illustre la régulation du réseau à un tuyau utilisant des auxiliaires individuels discutée ci-dessus. Le même exemple que pour la configuration avec auxiliaire central est utilisé (T_a égale à 0 °C). Pour cet exemple, la charge de chauffage d'une maison est de 2.08 kW, ΔT_{CTA} est donc égale à 2 °C.

Lorsque la température d'entrée dans le réseau est inférieure à 35 °C, le débit est égal au débit minimum (soit 1 L·s⁻¹). La puissance auxiliaire totale est alors supérieure à la charge de chauffage totale. Le débit est ensuite fixé au maximum (10 L·s⁻¹) lorsque la température se rapproche de la température de consigne. À partir d'une valeur de $T_{i,DH}$ de 39.5 °C, le débit peut être réduit et aucun des auxiliaires n'est sollicité.

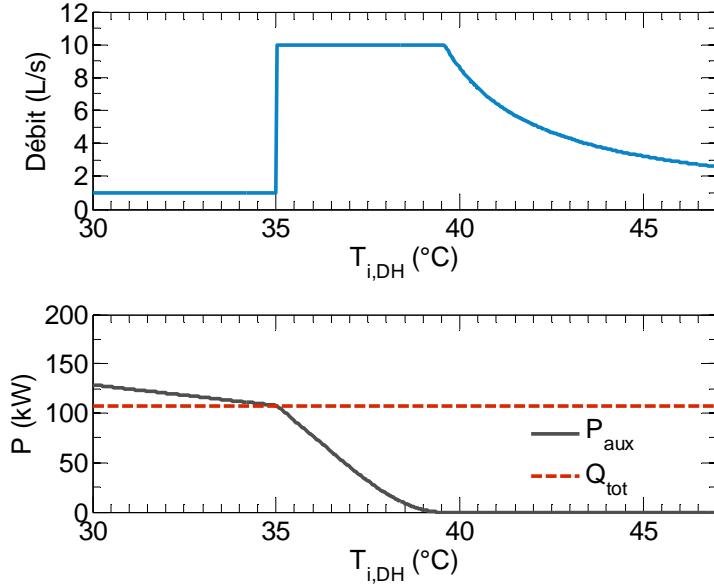


Figure 5.7. Régulation du réseau à un tuyau avec auxiliaires individuels pour une température extérieure fixe ($T_a = 0^\circ\text{C}$)

5.3.2 Comparaison des résultats

Le Tableau 5.1 montre une comparaison des résultats pour les deux configurations en reprenant l'exemple de la Figure 5.5 et de la Figure 5.7. La somme des puissances des auxiliaires individuels est notée $P_{aux,tot}$. La puissance du premier et du dernier auxiliaire de chaque boucle $P_{aux,1}$ et $P_{aux,13}$ sont données pour la configuration avec auxiliaires individuels.

Lorsque la température d'entrée est supérieure ou égale à 40°C (3 dernières lignes du tableau), la régulation est identique pour les deux configurations et aucun auxiliaire n'est nécessaire. En revanche, lorsque la température d'entrée est inférieure à 40°C , c'est la configuration avec auxiliaires individuels qui donne la puissance auxiliaire la plus faible. Par exemple, pour une température d'entrée dans le réseau de 30°C , la configuration avec auxiliaires individuels donne une puissance auxiliaire de 129 kW (contre 183 kW pour la configuration avec auxiliaire central). La température de consigne des auxiliaires est plus faible (37°C contre 47°C) de même que la température de sortie du réseau (35°C contre 37°C).

Tableau 5.1. Comparaison des résultats ($T_a = 0$ °C)

Aux. Central						Aux. Individuels								
$T_{i,DH}$	Cas	\dot{m}_{DH}	$T_{cons,aux}$	ΔT_{DH}	$T_{o,DH}$	P_{aux}	Cas	\dot{m}_{DH}	$T_{cons,aux}$	ΔT_{DH}	$T_{o,DH}$	$P_{aux,tot}$	$P_{aux,1}$	$P_{aux,13}$
°C	-	L·s ⁻¹	°C	°C	°C	kW	-	L·s ⁻¹	°C	°C	°C	kW	kW	kW
30	C1	2.6	47	10	37	183	I1	1	37	-5	35	129	7.3	2.1
35	C1	2.6	47	10	37	129	I1	1	37	0	35	108	2.1	2.1
36	C1	2.6	47	10	37	119	I2	10	37	0.7	35.3	77	1	1.8
37	C2	10	39.6	2.6	37	108	I3	10	37	1.5	35.5	46	0	1.5
38	C2	10	39.6	2.6	37	66	I3	10	37	2.1	35.9	19	0	1.1
40	C2	8.6	-	3	37	0	I3	8.6	-	3	37	0	0	0
42	C2	5.2	-	5	37	0	I3	5.2	-	5	37	0	0	0
47	C2	2.6	-	10	37	0	I3	2.6	-	10	37	0	0	0

Ces résultats sont valables pour une température extérieure de 0 °C. Cependant, les conclusions seraient les mêmes pour n'importe quelle température extérieure. Une configuration avec auxiliaires individuels est donc énergétiquement plus avantageuse. Cette configuration est retenue pour la suite de l'étude du réseau à un seul tuyau.

5.4 Modèle TRNSYS final

Pour compléter la modélisation, les pertes de chaleur du réseau et du circuit solaire ainsi que l'énergie de pompage sont considérées. Deux modèles TRNSYS sont créés : un modèle simplifié et un modèle complet. Pour le modèle simplifié, les CTA et les auxiliaires de chauffage individuels sont représentés par des équations de bilan dans TRNSYS. Ainsi, la puissance fournie par les CTA est exactement égale à la charge de chauffage, cette valeur change à chaque heure. Le pas de temps utilisé est de 1 h. Pour le modèle complet, la modélisation du système de chauffage des maisons est affinée : les CTA et les auxiliaires de chauffage sont modélisés de façon plus complète par des TYPES dans TRNSYS. Le pas de temps utilisé est alors de 6 min.

Un coefficient de correction est apporté à l'équation (3.8) donnant la charge de chauffage afin de considérer des besoins de chauffage de 2280 GJ, soit 43.8 GJ/maison, comme pour les simulations de DLSC (cf. Tableau 2.1). L'équation considérée pour les simulations est la suivante :

$$Q_{ch} = 0.151 \times (11.6 - T_a) \quad (5.9)$$

5.4.1 Énergie de pompage

Deux pompes de circulation sont utilisées. Une pompe à débit constant pour le circuit solaire fait circuler l'eau glycolée à travers les panneaux solaires et les puits côté charge. Une pompe à débit variable fait circuler l'eau dans les quatre boucles du réseau urbain et dans les puits côté décharge (ou dans le circuit de recirculation).

Réseau urbain et puits côté décharge

Le réseau est divisé en quatre boucles dont la longueur est supposée égale à 220 m (soit 880 m au total). Le diamètre nominal du réseau de distribution primaire est de 50 mm. En plus de la pompe de circulation principale, une petite pompe de circulation est installée à chaque connexion du réseau aux maisons pour garantir un débit adéquat dans les unités de chauffage des maisons. L'énergie de pompage de ces petites pompes de circulation n'est pas considérée ici. Les débits classés du réseau urbain pour l'année 5 sont présentés à la Figure 5.8. Le débit maximum total est $6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ (soit $1.5 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ dans chaque boucle) et le débit minimum de $1 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ (soit $0.25 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ dans chaque boucle). Le fluide utilisé est de l'eau.

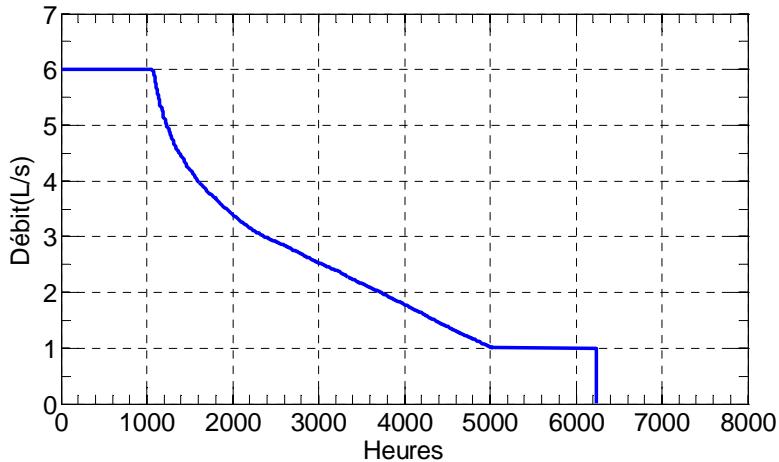


Figure 5.8. Débits classés du réseau urbain pour $\Delta T_{DH,max}=10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ à l'année 5

La puissance nominale de la pompe correspond à la puissance maximale nécessaire, c'est-à-dire pour le débit maximum et le chemin le plus contraignant. Ici, la perte de charge est maximum lorsque le fluide sortant du réseau est envoyé en totalité dans les puits. La perte de charge dans le stockage saisonnier correspond à la perte de charge dans l'un des 24 circuits constitués de 6 puits

en série, soit une longueur totale de 420 m. La perte de charge dans les puits pour le débit maximum est égale à 22 m d'eau. La perte de charge maximum dans l'une des boucles du réseau est égale à 3 m d'eau. La puissance nominale de la pompe de circulation est alors de 2 kW.

L'énergie de pompage est calculée par le TYPE 977, qui est un modèle TRNSYS de pompe à débit variable. La puissance fournie au fluide varie avec le cube du débit :

$$\frac{P_f}{P_{\text{nom}}} = \left(\frac{\dot{m}_{DH}}{\dot{m}_{DH,\max}} \right)^3 \quad (5.10)$$

En tenant compte des efficacités de la pompe, η_p , et du moteur électrique, η_m , la puissance consommée, P_{cons} est égale à :

$$P_{\text{cons}} = \frac{P_f}{\eta_p \times \eta_m} \quad (5.11)$$

Les efficacités du moteur et de la pompe sont supposées égales à 0.85 et 0.7, respectivement.

Circuits solaire et puits côté charge

Dans le circuit solaire, le débit en opération est fixé à $8 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. Le fluide utilisé est de l'eau glycolée dont la concentration en propylène glycol est égale à 50 %. La configuration du circuit solaire est la même qu'à DLSC (cf. Figure 2.3). Un premier circuit alimente la première rangée de panneaux solaires (la plus proche du BTES), la longueur de tuyauterie enterrée est négligeable. Un deuxième circuit alimente les trois autres rangées, il est divisé en deux sections de diamètres différents. La première section a un diamètre nominal de 100 mm et une longueur de 100 m. La deuxième section a un diamètre nominal de 65 mm et une longueur de 180 m. La perte de charge est maximum pour le circuit alimentant la dernière rangée de panneaux solaires (la plus éloignée du BTES). La perte de charge dans la tuyauterie hors terre alimentant les panneaux au niveau des garages est aussi prise en compte : la longueur considérée est de 160 m (diamètre nominal de 65 mm). Les longueurs sont multipliées par deux pour tenir compte de l'alimentation et du retour. Finalement, la perte de charge maximum dans les puits côté charge est de 49 m d'eau et la perte de charge maximum dans le circuit solaire est de 19 m d'eau. La puissance nominale de la pompe du circuit solaire est de 7.8 kW.

Puits géothermiques

Pour un échange de chaleur maximum dans les puits, l'écoulement doit être turbulent. Le fluide arrivant dans le stockage est réparti dans les 24 circuits de 6 puits en série, le débit est donc divisé par 24. Ainsi, pour un débit de $1 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ dans le réseau et lorsqu'il n'y a aucune recirculation, le débit dans chaque puits sera de $0.042 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. Le nombre de Reynolds est alors égal à 2630 : le régime est transitoire. Lorsqu'il y a une recirculation du fluide sortant du réseau, le débit dans chaque puits sera encore plus faible. Le débit minimum dans chaque puits pour éviter un écoulement laminaire est de $0.029 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$, c'est-à-dire un débit total dans le stockage d'au moins $0.7 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$. Pour le TYPE 257, la résistance thermique équivalente R_b des puits est calculée au début de la simulation pour le débit de référence du puits (débit dans chaque puits) et cette valeur reste constante tout au long de la simulation. Pour les simulations TRNSYS, le débit de référence par puits côté charge est fixé à $0.33 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ (soit un débit total de $8 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$) et le débit de référence côté décharge est pris égal à $0.25 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$ (soit un débit total de $6 \text{ L}\cdot\text{s}^{-1}$). Ainsi, l'impact d'un écoulement laminaire dans les puits côté décharge n'est pas pris en compte dans le calcul de R_b . Il s'agit d'une des limites du modèle.

5.4.2 Pertes de chaleur

Réseau urbain

Afin de calculer les pertes de chaleur, le réseau urbain est modélisé par un tuyau d'alimentation en PEX d'une longueur totale de 1160 m enfoui à 1.1 m sous terre. Ce tuyau permet de prendre en compte les pertes de chaleur dans les quatre boucles du réseau, correspondant à la distribution primaire, ainsi que dans les tuyaux de connexion aux maisons, correspondant à la distribution secondaire. Pour les simulations TRNSYS, les paramètres de la tuyauterie du réseau urbain modélisée par le TYPE 952 sont ceux donnés au Tableau 5.2. L'isolation a une épaisseur de 50.8 mm (soit 2 po).

Tableau 5.2. Paramètres du TYPE 952 - réseau urbain

Paramètre	Valeur	Unité
Tuyauterie		
Longueur	1160	m
Diamètre intérieur	0.0514	m
Diamètre extérieur	0.0630	m
Conductivité thermique	0.38	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Profondeur	1.1	m
Isolation		
Épaisseur	0.0508	m
Conductivité thermique	0.023	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Fluide (eau)		
Densité	990.2	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Conductivité thermique	0.624	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Chaleur spécifique	4.182	$\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Viscosité	2.147	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{h}^{-1}$
Température initiale	10	°C
Sol		
Conductivité thermique	1.68	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Densité	3406	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Chaleur spécifique	1	$\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Température moyenne de surface	4.44	°C
Amplitude de la température de surface	12.14	°C
Jour de température minimum de surface	14.8	jour

Circuit solaire

Le circuit solaire est modélisé par deux tuyaux (alimentation et retour) enterrés en acier, l'un en amont et l'autre à l'aval des panneaux solaires, ainsi que par deux tuyaux hors terre en acier modélisant les pertes de chaleur de la tuyauterie au niveau des garages des maisons. La longueur du tuyau enterré est de 255 m (soit 510 m pour l'alimentation et le retour) et la longueur du tuyau hors terre est de 632 m (soit 1264 m pour l'alimentation et le retour) tel que considéré pour les simulations de DLSC (J. Thornton, Communication personnelle, 17 février 2012). Les tuyaux enterrés sont modélisés par le TYPE 952 et les tuyaux hors terre par le TYPE 31. Les paramètres utilisés sont donnés au Tableau 5.3 et au Tableau 5.4.

Tableau 5.3. Paramètres du TYPE 952 - circuit solaire

Paramètre	Valeur	Unité
Tuyauterie		
Longueur	255	m
Diamètre intérieur	0.08606	m
Diamètre extérieur	0.09243	m
Conductivité thermique	50	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Profondeur	1.1	m
Isolation		
Épaisseur	0.0508	m
Conductivité thermique	0.023	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Fluide (PG 50 %)		
Densité	1025	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Conductivité thermique	0.37	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Chaleur spécifique	3.64	$\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Viscosité	10.8	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{h}^{-1}$
Température initiale	20	°C
Sol		
Conductivité thermique	1.68	$\text{W}\cdot\text{m}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Densité	3406	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Chaleur spécifique	1	$\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Température moyenne de surface	4.44	°C
Amplitude de la température de surface	12.14	°C
Jour de température minimum de surface	14.8	jour

Tableau 5.4. Paramètres du TYPE 31- circuit solaire

Paramètre	Valeur	Unité
Diamètre intérieur	0.05725	m
Longueur	632	m
Coefficient de déperditions thermiques du tuyau et isolant	2.283	$\text{W}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$
Densité du fluide	1025	$\text{kg}\cdot\text{m}^{-3}$
Chaleur spécifique du fluide	3.64	$\text{kJ}\cdot\text{kg}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$
Température initiale du fluide	20	°C

5.4.3 Modèle TRNSYS simplifié

Dans un premier temps, les CTA et les auxiliaires de chauffage individuels sont modélisés par des équations bilan dans TRNSYS. Le pas de temps utilisé dans TRNSYS est de 1h. Chaque heure, la puissance fournie par les CTA est exactement égale à la charge de chauffage Q_{ch} et toutes les CTA sont en opération en même temps. La puissance fournie ne dépend pas de la température d'entrée d'eau dans la CTA et la température intérieure des maisons est constante. Une simulation sur 5 ans de l'opération de la communauté solaire est réalisée. Le ΔT maximal dans le réseau est de 10 °C, le débit maximal de 6 L·s⁻¹ et le débit minimal de 1 L·s⁻¹. La température de consigne $T_{cons,v3v}$ pour le choix du débit de recirculation (cf. Figure 4.13) est égale à :

$$T_{cons,v3v} = T_{cons,CTA} + \Delta T_{DH,max} = T_{cons,CTA} + 10 \quad (5.12)$$

Lorsque la charge de chauffage est non nulle, la puissance de chaque auxiliaire individuel est calculée en fonction de la température de l'eau à son entrée. Par exemple, pour la première maison de chaque boucle, la puissance auxiliaire $P_{aux,1}$ et la température de sortie $T_{o,1}$ (cf. Figure 5.6) sont calculés comme suit :

$$P_{aux,1} = \dot{m}_{CTA} \cdot c_{p,eau} (T_{cons,aux} - T_{i,1}) \text{ si } T_{i,1} < T_{cons,aux} ; P_{aux,1} = 0 \text{ sinon} \quad (5.13)$$

$$T_{o,1} = T_{i,1} - \frac{Q_{ch} - P_{aux,1}}{\dot{m}_b \cdot c_{p,eau}} \quad (5.14)$$

Les résultats de la simulation sur 5 ans figurent au Tableau 5.5. Les données principales figurent dans la partie supérieure du tableau. Des données supplémentaires telles que le nombre d'heures d'opération ou l'énergie de pompage figurent dans la partie inférieure du tableau. Il est à noter que l'énergie solaire collectée prend en compte les pertes de chaleur dans le circuit solaire. Toute l'énergie solaire collectée est envoyée dans le BTES et correspond donc à la charge du BTES. L'énergie solaire fournie au réseau provient uniquement de la décharge du BTES. L'énergie auxiliaire est l'énergie consommée par tous les auxiliaires individuels. L'énergie totale fournie au réseau correspond à la somme de l'énergie auxiliaire et de l'énergie solaire. En plus d'assurer les besoins de chauffage (Énergie fournie par les CTA), l'énergie fournie au réseau permet de combler les pertes de chaleur à travers la tuyauterie. La fraction solaire correspond à la part de

l'énergie solaire dans l'énergie totale fournie au réseau. L'énergie de pompage correspond à l'énergie de pompage du réseau urbain et du circuit solaire.

Tableau 5.5. Résultats de la simulation TRNSYS finale - modèle simplifié

Année d'opération (1er janv. - 31 déc.)	1	2	3	4	5
Énergie solaire collectée (GJ)	4688	3689	3488	3401	3351
Efficacité des panneaux solaires	0.32	0.25	0.24	0.23	0.23
Efficacité du BTES	0.15	0.46	0.58	0.62	0.64
Énergie solaire fournie au réseau (GJ)	687	1701	2016	2097	2141
Énergie auxiliaire fournie au réseau (GJ)	1754	756	447	371	328
Énergie totale fournie au réseau (GJ)	2441	2457	2463	2467	2469
Fraction solaire	0.28	0.69	0.82	0.85	0.87
Pertes de chaleur du circuit solaire (GJ)	516	613	631	640	644
Énergie fournie par les CTA (GJ)	2280	2280	2280	2280	2280
Pertes de chaleur du réseau urbain (GJ)	161	177	183	187	190
Énergie de pompage (GJ)	88	87	80	77	76
Opération du circuit solaire (h)	2766	2417	2331	2295	2282
Opération du réseau urbain (h)	6240	6240	6240	6240	6240
Opération de décharge BTES (h)	2856	6198	6240	6240	6240
Pertes de chaleur du BTES (GJ)	1253	1448	1300	1214	1157
Stockage dans le BTES (GJ)	2748	541	172	91	52
Température moyenne du BTES (°C)	32	49	52	54	55

La première année, la fraction solaire est de 28 %, elle atteint 87 % la dernière année. La température moyenne du stockage est de 55 °C la dernière année. La hausse du niveau de température entraîne une augmentation des pertes du réseau urbain, celles-ci passent de 161 GJ la première année à 190 GJ à l'année 5. De même, les pertes du circuit solaire augmentent et l'énergie solaire collectée diminue. Étant donné que le fichier météorologique utilisé est le même d'année en année, l'énergie solaire disponible est constante et égale à 14,640 GJ/an. L'efficacité des panneaux solaires est de 23 % à l'année 5. Le réseau urbain est en opération 6240 heures par an pour assurer les besoins de chauffage de 2,280 GJ. La première année, l'opération de décharge du BTES n'est pas systématique. La décharge a lieu 2856 h sur les 6240 h d'opération du réseau urbain. Autrement dit, la recirculation du fluide sortant du réseau est totale pendant 3960 h cette année-là, soit 63 % du temps. Les trois dernières années, chaque fois que le réseau opère, soit

6240 h par année, une partie ou la totalité du fluide sortant du réseau est envoyée dans le BTES pour y récupérer de l'énergie solaire.

Au Tableau 5.6 figure l'occurrence des trois cas de régulation (I1, I2, I3) du réseau urbain pour les 5 années de simulation. Le cas I1 correspond au débit minimum, le cas I2 au débit maximum et le cas I3 au débit variable. La première année, la température d'entrée dans le réseau est supérieure à la température de consigne des CTA 40 % du temps d'opération (Cas I3). La cinquième année, cela arrive 99 % du temps. Le débit est minimum (Cas I1) 47 % du temps la première année. Le débit est maximum (cas I2) 11 % du temps la deuxième année. Ainsi, l'énergie de pompage du réseau est plus élevée la deuxième année (19 GJ). L'énergie de pompage du circuit solaire est maximum la première année (78 GJ).

Tableau 5.6. Occurrence des trois cas de régulation - modèle simplifié

Année d'opération	Cas I1 (%)	Cas I2 (%)	Cas I3 (%)
1	47	14	40
2	0	11	89
3	0	4	96
4	0	2	98
5	0	1	99

Le Tableau 5.7 montre la consommation des 13 auxiliaires de chauffage individuels de l'une des quatre boucles du réseau durant les 5 premières années d'opération. La consommation totale varie au fil des ans : 1754 GJ pour la première année (soit 439 GJ par boucle) contre 328 GJ l'année 5 (82 GJ par boucle). De plus, la consommation des auxiliaires de chauffage est différente selon la place de la maison dans la boucle du réseau.

La première année, la consommation des auxiliaires est élevée, variant de 30 GJ pour la deuxième maison de la boucle à 48 GJ pour la première maison. À partir de la deuxième maison, la consommation est croissante le long du réseau : minimum pour la deuxième maison et maximum pour la dernière. Le cas de la première maison est particulier. En effet, lorsque la température d'entrée est faible par rapport à la température de consigne (ce qui arrive principalement la première année), le débit est minimum et c'est la première maison qui reçoit le

fluide le plus froid. La puissance maximale est de 17 kW pour le premier auxiliaire. Elle est de 6.4 kW pour les 12 autres auxiliaires, ce qui correspond à la charge de chauffage maximum.

Tableau 5.7. Consommation des auxiliaires de chauffage individuels - modèle simplifié (GJ)

Auxiliaire n°	Année d'opération				
	1	2	3	4	5
1	48	7	2	2	1
2	30	7	2	1	1
3	31	9	3	2	2
4	31	10	4	3	2
5	32	12	6	4	3
6	32	13	7	6	5
7	32	15	9	7	6
8	33	16	10	8	7
9	33	17	11	10	9
10	34	19	12	11	10
11	34	20	14	12	11
12	34	21	15	13	12
13	34	22	16	14	13
Total 1 boucle	439	189	112	93	82
Total 4 boucles	1754	756	447	371	328

5.4.4 Modèle TRNSYS complet

Dans la simulation précédente, les CTA et les auxiliaires individuels de chauffage étaient modélisés par des équations de bilan dans TRNSYS. Toutes les CTA fournissaient à chaque instant la même puissance, indépendamment de leur température d'entrée d'eau. Tel que vu au Chapitre 3, la puissance fournie par une CTA dépend uniquement de la température d'entrée d'eau, pour une température d'entrée d'air constante. Pour les simulations suivantes, chaque maison comporte quatre composants modélisés par un TYPE dans TRNSYS : un auxiliaire de chauffage individuel, la CTA, le bâtiment et le contrôleur. Chaque maison a un comportement différent ce qui fait qu'à un instant donné il se peut qu'une partie des 13 maisons soit chauffée alors que pour l'autre partie, les CTA sont à l'arrêt.

Les TYPES TRNSYS utilisés ont été préalablement présentés au Chapitre 3. La modélisation des CTA est réalisée grâce au TYPE 996. Les maisons sont modélisées par le TYPE 690, l'inertie

thermique considérée est de 24,000 kJ/K. Dans le but de simplifier l'analyse, la recirculation d'air est de 100 %, aucun air neuf n'est apporté au bâtiment et seule la charge sensible est considérée. Le contrôleur est modélisé par le TYPE 108. Le contrôle est effectué sur la température intérieure de la maison, maintenue à 21 °C, avec une bande morte de 2 °C. Les auxiliaires de chauffage sont modélisés par le TYPE 659. La température de consigne des auxiliaires individuels varie de 38 °C à 55 °C en fonction de la température extérieure (cf. Figure 5.9), leur puissance maximale est de 12 kW. L'efficacité des auxiliaires est prise égale à 100 %. Le modèle TRNSYS apparaît à la Figure 5.11, la partie contenant les 13 maisons en série a été coupée. Un agrandissement de la modélisation d'une maison est présenté à la Figure 5.10.

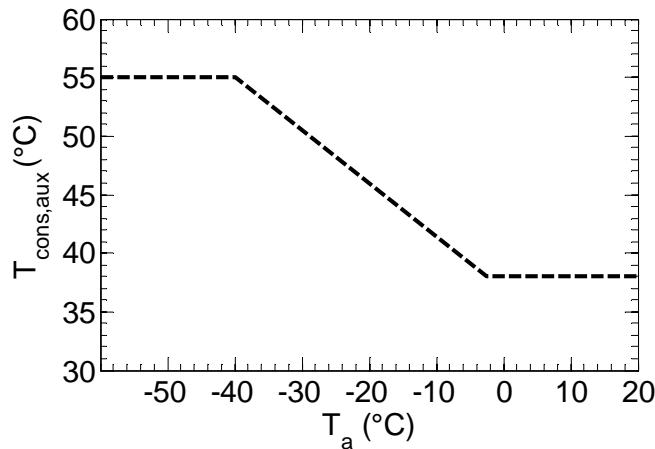


Figure 5.9. Variation de la température de consigne des auxiliaires en fonction de T_a

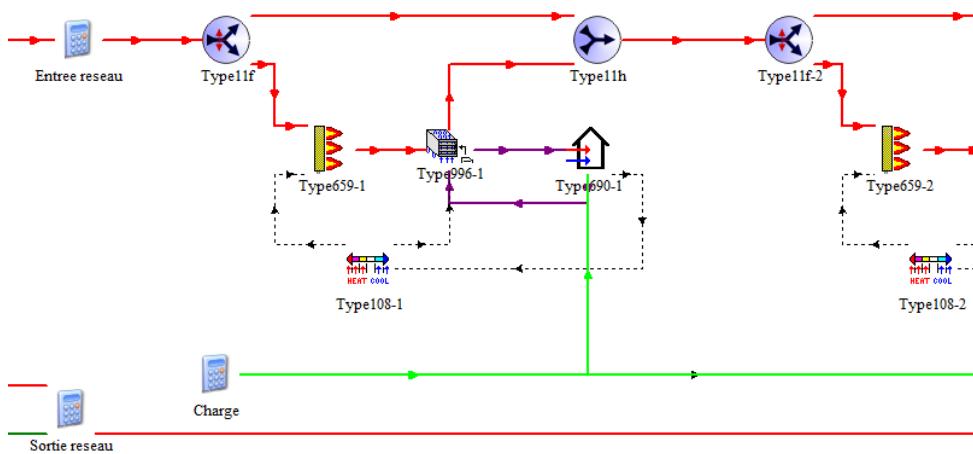


Figure 5.10. Capture d'écran du modèle TRNSYS - modélisation d'une maison

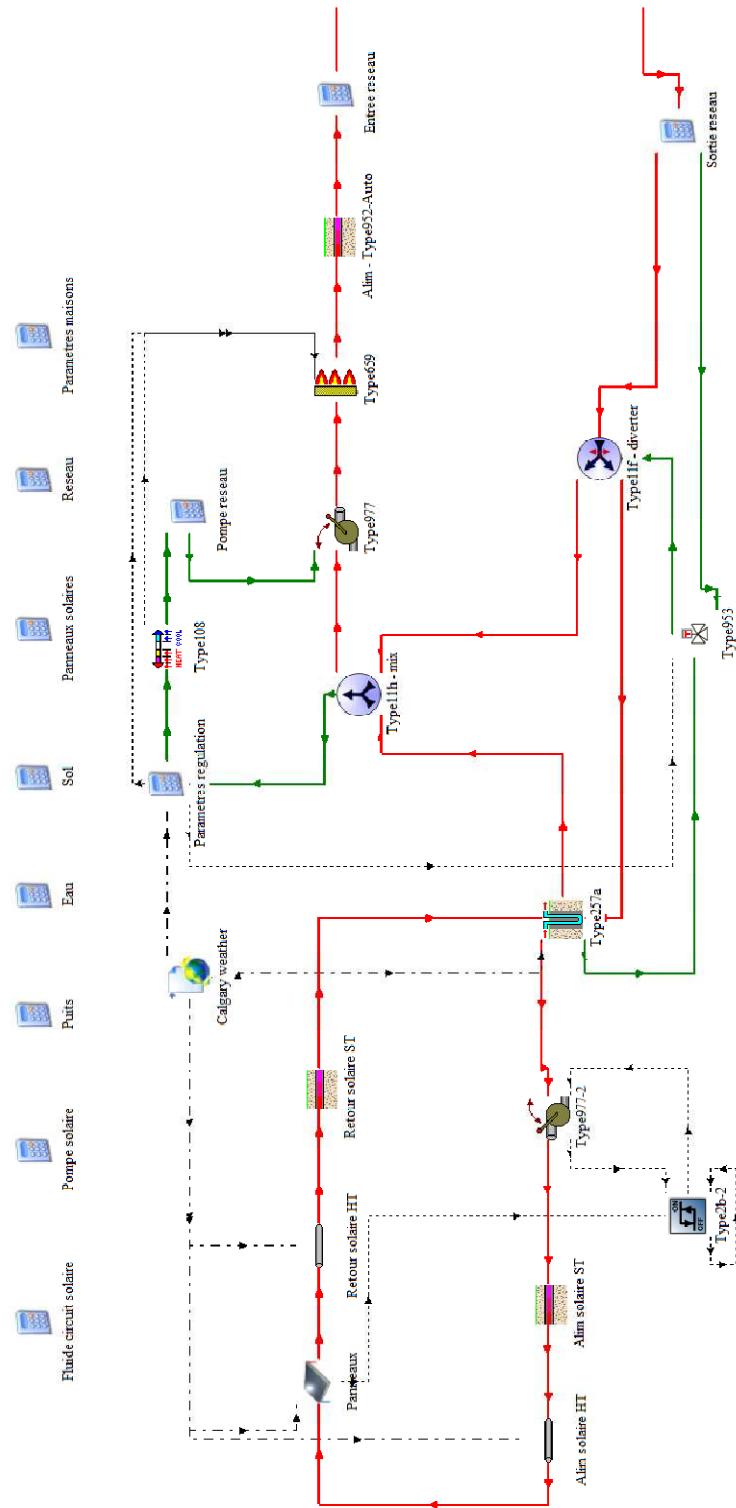


Figure 5.11. Capture d'écran du modèle TRNSYS complet

Un fichier de performances normalisées est utilisé pour tenir compte de la variation de la température d'entrée d'air et de la variation de la température d'entrée d'eau dans les CTA. Les valeurs utilisées sont données au Tableau 5.8. Tout comme pour le modèle Enerboss 400 SERIES présenté au Chapitre 3, la puissance nominale est de 14.6 kW pour une température d'entrée d'eau de 82.2 °C et une température d'entrée d'air de 21.1 °C.

Tableau 5.8. Performances normalisées de la CTA

Température d'entrée d'air (°C)	Température d'entrée d'eau (°C)								
	37.8	43.3	48.9	54.4	60	65.6	71.1	76.7	82.2
10	0.455	0.545	0.636	0.727	0.818	0.909	1	1.091	1.182
12.8	0.409	0.5	0.591	0.682	0.773	0.864	0.955	1.045	1.136
15.6	0.363	0.455	0.545	0.636	0.727	0.818	0.909	1	1.091
18.3	0.318	0.409	0.5	0.591	0.682	0.773	0.864	0.955	1.045
21.1	0.272	0.363	0.455	0.545	0.636	0.727	0.818	0.909	1
23.9	0.227	0.318	0.409	0.5	0.591	0.682	0.773	0.864	0.955
26.7	0.182	0.272	0.363	0.455	0.545	0.636	0.727	0.818	0.909

Un auxiliaire central est ajouté au début du réseau, d'une capacité de 100 kW. Il fonctionne uniquement lors du cas I1 (température d'entrée dans le réseau faible et débit minimum). Sa température de consigne est la même que celle des auxiliaires individuels, soit $T_{cons,aux}$. Cet auxiliaire central de faible capacité permet de rehausser la température d'entrée d'eau dans les boucles du réseau dans les cas les plus critiques afin de limiter la capacité des auxiliaires individuels. Une seule des quatre boucles est modélisée entièrement, soit 13 maisons en série. Il est supposé que les autres boucles du réseau ont exactement la même opération. La température de sortie du réseau sera égale à la température de sortie de la boucle modélisée. Le réseau urbain est en opération lorsqu'au moins l'une des 13 CTA de la boucle est en opération.

La Figure 5.12 compare l'opération des CTA de la maison n° 1 (début de la boucle) et n° 13 (fin de la boucle) le 1^{er} janvier de l'année 5. Le graphique du haut montre l'évolution de la température intérieure des deux maisons, qui oscille entre 20 °C et 22 °C. Le graphique du bas compare la puissance fournie par les deux CTA lors de cette journée. La puissance fournie par la CTA n° 1 est égale à 6.7 kW en moyenne cette journée-là, tandis que la puissance fournie par la CTA n° 13 est en moyenne de 4.6 kW. Le cycle d'opération est plus long pour la CTA n° 13.

Celle-ci est en opération 15 h pendant cette journée, contre 10 h pour la CTA n° 1. La hausse de température de 20 °C à 21 °C est plus rapide pour la CTA n° 1. Le confort des occupants, basé sur une température intérieure minimum de 20 °C, de la maison n° 1 et n° 13 est similaire malgré la différence d'opération des deux CTA. Durant les cinq premières années de simulation, la puissance maximale fournie par la CTA n° 1 est de 8.5 kW et de 7.3 kW pour la CTA n° 13.

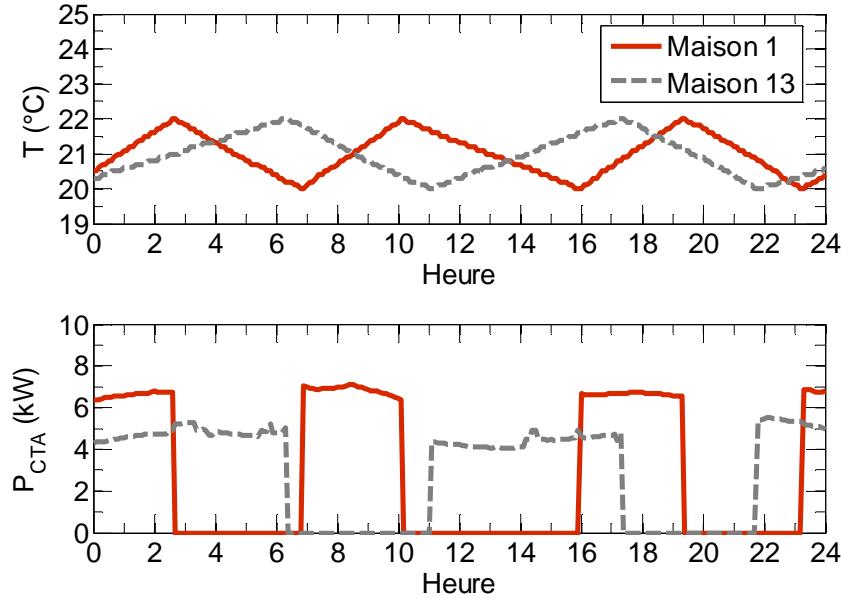


Figure 5.12. Opération des CTA n° 1 et n° 13 le 1^{er} janvier de l'année 5

L'abaissement de la température de consigne n'est pas considéré dans les présentes simulations. Cependant, dans le cas d'un abaissement de la température de consigne durant la nuit (18 °C par exemple), la maison n° 13 serait désavantagée. En effet, lorsque le matin la température de consigne passerait de 18 °C à 21 °C, la CTA n° 13 mettrait plus de temps que la CTA n° 1 à atteindre le nouveau point de consigne car la puissance fournie serait plus faible.

Lorsque la température d'entrée dans le réseau est inférieure à la température de consigne, tous les auxiliaires fonctionnent, fournissant la même température d'entrée dans les CTA. Ainsi, les CTA fourniront la même puissance. Cela arrive principalement la première année. Ainsi, au cours de l'année 1, la CTA n° 1 est en opération 2405 h et la CTA n° 13 est en opération 2547 h. En revanche, lorsque la température à leur entrée est différente, la puissance fournie est différente. Les CTA au début de la boucle auront une puissance plus élevée et seront en opération moins

souvent que les CTA à la fin de la boucle. Ainsi, durant l'année 5, la première CTA est en opération 1927 h et la dernière CTA 2477 h.

Les résultats de la simulation TRNSYS des années 1 à 5 et de l'année 20 figurent au Tableau 5.9. Les résultats sont relativement semblables à ceux du modèle TRNSYS utilisant les équations de bilan pour modéliser les CTA et les auxiliaires. Les performances sont légèrement réduites par rapport à la simulation précédente et le nombre d'heures d'opération du réseau urbain a diminué. Le réseau urbain est en opération 5396 h à l'année 5. À présent, les CTA opèrent indépendamment les unes des autres. L'énergie fournie par les CTA diffère des besoins de chauffage (2280 GJ) en raison de l'oscillation de la température intérieure entre 20 °C et 22 °C et de l'inertie thermique de la maison.

Tableau 5.9. Résultats de la simulation TRNSYS finale - modèle complet

Année d'opération (1er janv. - 31 déc.)	1	2	3	4	5	20
Énergie solaire collectée (GJ)	4700	3649	3439	3345	3292	3133
Efficacité des panneaux solaires	0.32	0.25	0.23	0.23	0.22	0.21
Efficacité du BTES	0.13	0.44	0.56	0.60	0.62	0.68
Énergie solaire fournie au réseau (GJ)	628	1598	1915	2004	2044	2133
Énergie auxiliaire totale (GJ)	1745	808	498	414	374	288
Énergie totale fournie au réseau (GJ)	2373	2405	2414	2418	2418	2421
Fraction solaire	0.26	0.66	0.79	0.83	0.85	0.88
Pertes de chaleur du circuit solaire (GJ)	500	608	629	637	642	656
Énergie fournie par les CTA (GJ)	2232	2237	2238	2239	2240	2241
Pertes de chaleur du réseau urbain (GJ)	141	169	175	179	178	181
Énergie auxiliaire central (GJ)	105	2	0	0	0	0
Énergie auxiliaires individuels (GJ)	1640	806	498	414	374	288
Énergie de pompage (GJ)	83	84	77	74	73	70
Opération du circuit solaire (h)	2722	2348	2267	2231	2209	2152
Opération du réseau urbain (h)	4104	5279	5365	5403	5396	5374
Opération de décharge du BTES (h)	2285	5261	5365	5403	5396	5374
Pertes de chaleur du BTES (GJ)	1260	1482	1335	1247	1190	996
Stockage dans le BTES (GJ)	2812	570	189	95	59	3
Température moyenne du BTES (°C)	32	50	54	55	56	59

La fraction solaire est de 26 % la première année et 85 % la cinquième année. Au bout de 20 ans, la fraction solaire atteint 88 %. L'auxiliaire central n'est utilisé que les deux premières années, à

raison de 105 GJ et 2 GJ. Il est observé une stabilisation de l'ensemble des valeurs durant les dernières années. L'année 20, le stockage d'énergie dans le BTES est quasiment nul (3 GJ) : le BTES a atteint sa température maximum. Le bilan de l'année 5 est représenté schématiquement à la Figure 5.13. Les pertes du réseau représentent 7.4 % de l'énergie totale fournie au réseau.

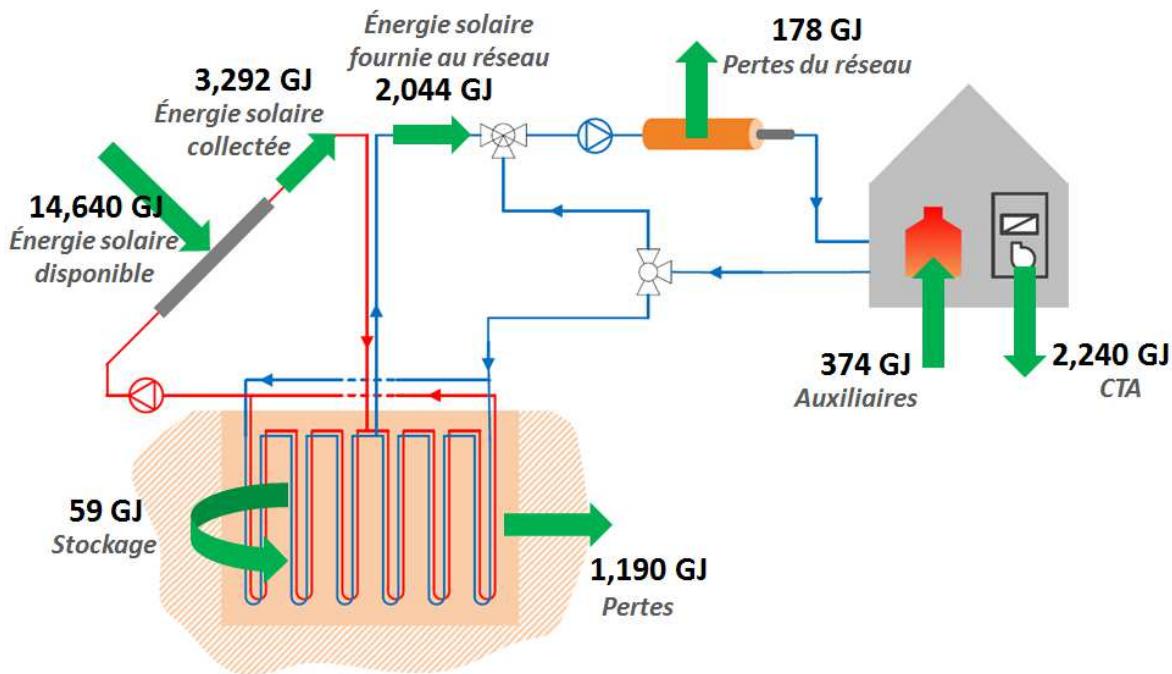


Figure 5.13. Bilan de l'année 5 pour le modèle TRNSYS complet

L'occurrence des trois cas de régulation pour les 5 années de simulation donnée au Tableau 5.10 est relativement similaire à celle du modèle TRNSYS simplifié.

Tableau 5.10. Occurrence des trois cas de régulation - modèle complet

Année d'opération	Cas I1 (%)	Cas I2 (%)	Cas I3 (%)
1	45	10	45
2	0	13	86
3	0	5	95
4	0	3	97
5	0	1	99

Les consommations annuelles des 13 auxiliaires de la boucle modélisée sont présentées au Tableau 5.11. Ces valeurs sont à comparer aux besoins de chauffage de 44 GJ par maison. Les consommations sont croissantes le long de la boucle, avec une moyenne de 7.2 GJ par maison l'année 5. La mise en place de l'auxiliaire central de faible capacité a permis de limiter la consommation du premier auxiliaire de chaque boucle, principalement la première année. L'année 1, sa consommation était de 48 GJ pour le modèle TRNSYS simplifié sans auxiliaire central. Elle est de 16 GJ pour ce modèle utilisant un auxiliaire central. Cependant, la consommation des 12 autres auxiliaires a légèrement augmenté.

Tableau 5.11. Consommation des auxiliaires de chauffage individuels - modèle complet (GJ)

Auxiliaire n°	Année d'opération				
	1	2	3	4	5
1	16	6	2	1	1
2	30	7	2	1	1
3	30	8	3	2	1
4	31	9	4	3	2
5	31	11	6	4	3
6	32	13	7	5	4
7	32	15	9	7	6
8	33	17	11	8	8
9	34	19	12	10	9
10	35	21	14	12	11
11	35	23	16	13	13
12	36	25	18	17	15
13	36	27	21	19	18
Total 1 boucle	410	202	125	104	94
Total 4 boucles	1640	806	498	414	374

La Figure 5.14 compare l'énergie solaire injectée dans le stockage saisonnier (Charge BTES) à l'énergie qui en est extraite (Décharge BTES) durant les 5 premières années de simulation. La charge du BTES diminue au fil des ans, passant de 4700 GJ la première année à 3292 GJ la dernière année. Au contraire, la décharge du BTES augmente au cours de ces 5 années, passant de 628 GJ l'année 1 à 2044 GJ l'année 5. Ainsi, l'efficacité du BTES augmente fortement et atteint 62 % à l'année 5. Ainsi, la dernière année, 62 % de l'énergie injectée est ensuite extraite du

BTES et envoyée vers le réseau (2044 GJ), 36 % se dissipe sous forme des pertes de chaleur (1190 GJ) et seulement 2 % est stockée dans le BTES (59 GJ).

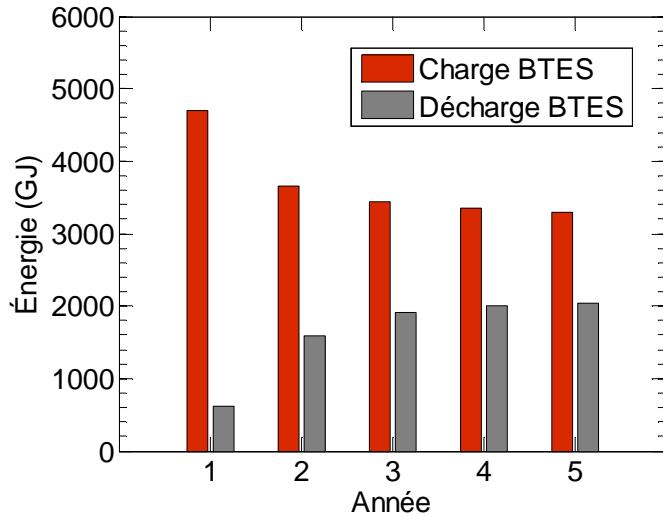


Figure 5.14. Efficacité du BTES

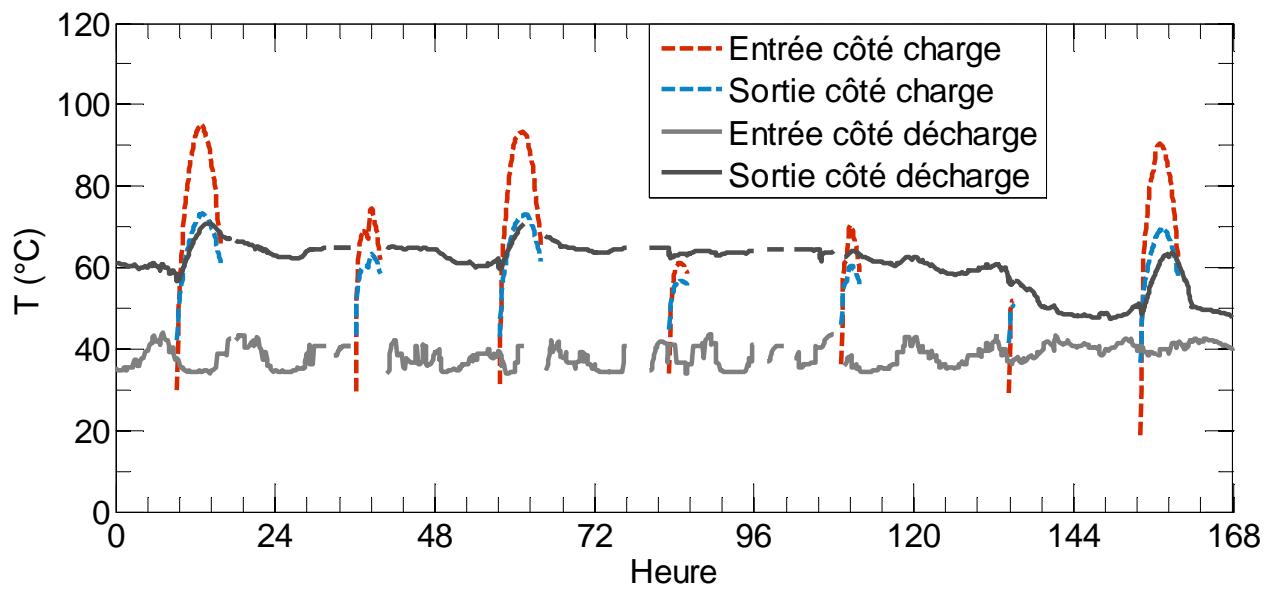


Figure 5.15. Températures à l'entrée et à la sortie du BTES côté charge et côté décharge la 1^{ère} semaine de décembre de l'année 2

La Figure 5.15 montre l'évolution des températures à l'entrée et à la sortie des puits géothermiques, côté charge et côté décharge, la première semaine de décembre de l'année 2. Au cours de cette semaine, le circuit solaire (côté charge) est en opération pendant 30 h et le fluide côté décharge circule durant 150 h. Il est à noter que lorsque le débit est nul, la température n'est pas tracée sur le graphique. Durant un certain nombre d'heures, les circuits de charge et de décharge opèrent simultanément.

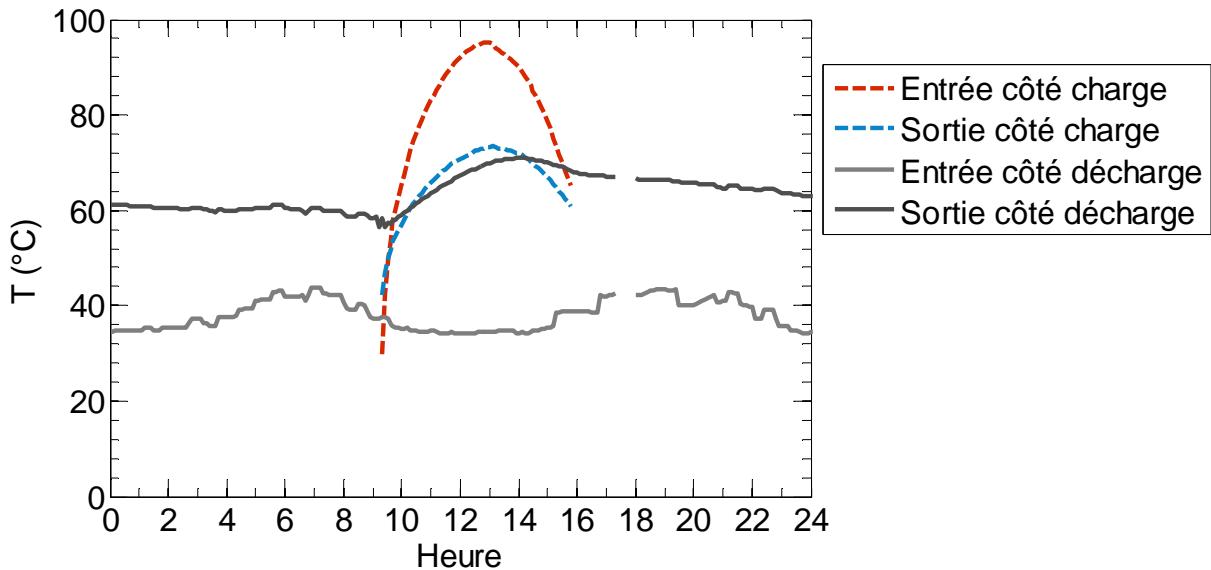


Figure 5.16. Températures à l'entrée et à la sortie du BTES côté charge et côté décharge le 1^e décembre de l'année 2

La Figure 5.16 montre uniquement la première journée de décembre. Cette journée-là, le circuit solaire est en opération de 9 h à 16 h et le circuit de décharge est presque toujours en opération. Les deux circuits opèrent donc simultanément de 9 h à 16 h. Avant 9h, le circuit de décharge opère seul avec des températures entrée/sortie d'environ 40/60 °C. Lorsque le circuit de charge entre en marche vers 9h, la température de sortie du côté décharge augmente indiquant clairement qu'il y a un transfert de chaleur local dans le puits entre les deux circuits. Ainsi, tel qu'indiqué à la Figure 5.17, la température à la sortie du circuit de décharge atteint 70.9 °C à 14h.

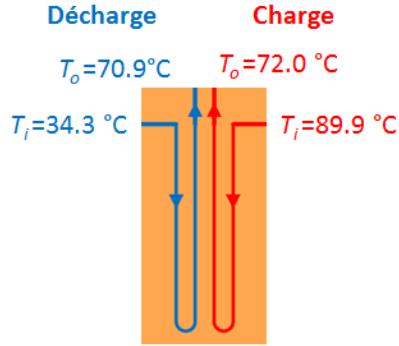


Figure 5.17. Schéma donnant les températures d'entrée et sortie du stockage à l'heure 14 le 1^{er} décembre de l'année 2

La Figure 5.18 montre l'évolution de la température moyenne mensuelle du BTES durant les 5 années de simulation. La première année, la hausse de température est très importante. La température du stockage varie au cours de chaque année avec une température plus élevée à la fin de l'été. Cependant la moyenne annuelle tend à se stabiliser autour de 59°C . L'amplitude crête à crête de l'oscillation est de 15.2°C pour l'année 5, avec une température moyenne maximum de 64.5°C au mois d'octobre.

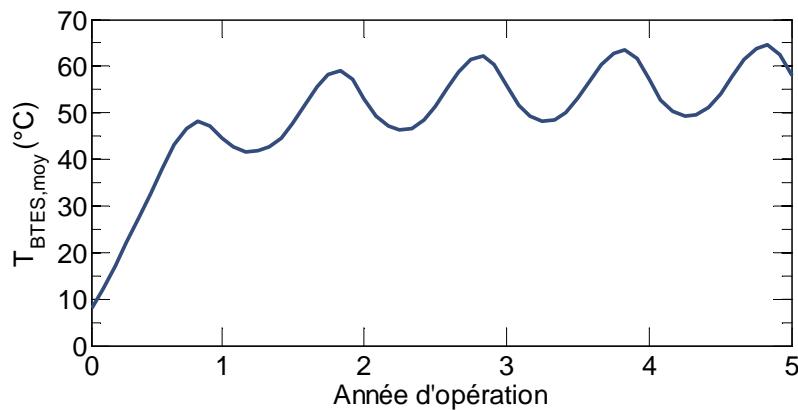


Figure 5.18. Température moyenne du BTES

La Figure 5.19 montre l'évolution mensuelle (à compter du mois de janvier de la première année) de la part d'énergie solaire dans l'énergie totale fournie au réseau. Les deux premiers mois de la première année, les auxiliaires couvrent la totalité des besoins du réseau car la température du BTES n'est pas suffisamment élevée. La part de l'énergie solaire devient ensuite de plus en plus

importante. Durant les mois d'été, la fraction solaire n'est jamais de 100 % : les auxiliaires sont toujours sollicités malgré une énergie solaire collectée importante. Cela est dû à une régulation mal adaptée, fonction de la charge de chauffage totale et non de la puissance réellement fournie par les CTA. En effet, pour des températures extérieures très modérées, la puissance fournie par chaque CTA sera au minimum de 4 kW et donc beaucoup plus élevée que la charge de chauffage.

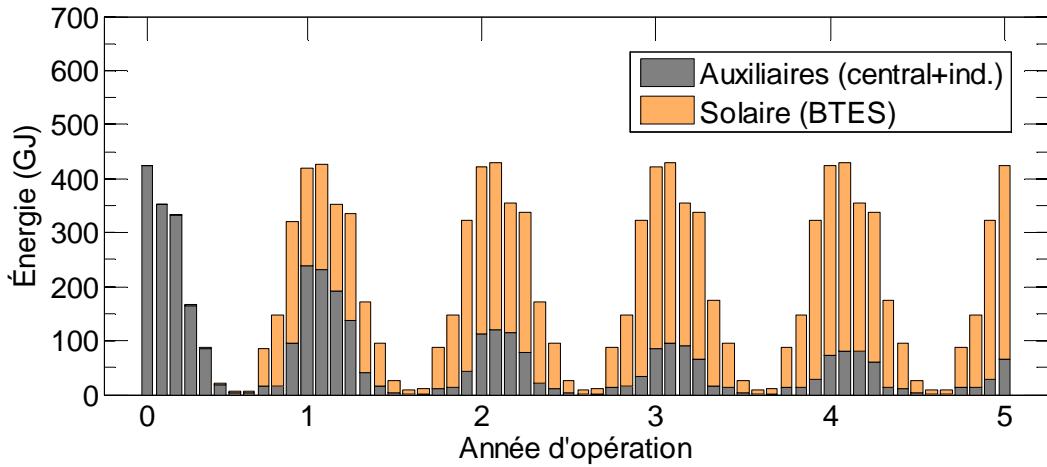


Figure 5.19. Énergie mensuelle totale fournie au réseau

La Figure 5.20 montre l'évolution de la température de consigne moyenne des auxiliaires pour tous les mois de l'année, ainsi que le minimum et le maximum durant le mois considéré. Le fichier météo utilisé par TRNSYS est répété chaque année, cette évolution annuelle est donc valable pour toute la simulation. La température de consigne varie de 38 °C à 51 °C, cependant la moyenne mensuelle est assez stable, variant de 38 °C à 41.4 °C.

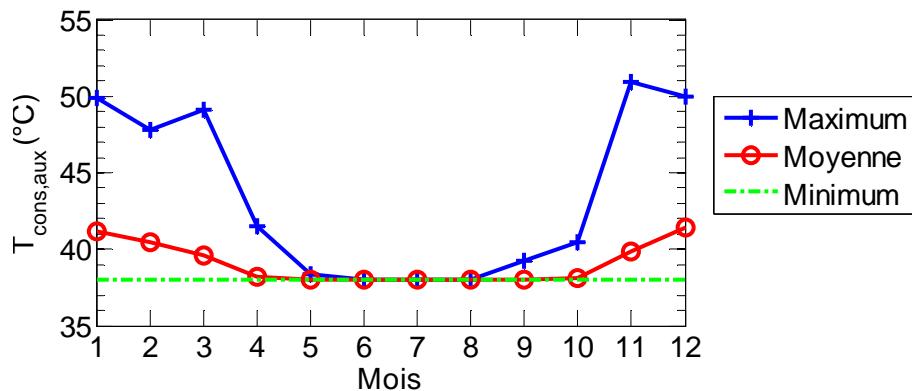


Figure 5.20. Température de consigne des auxiliaires de chauffage individuels sur une année

La température moyenne mensuelle d'alimentation au réseau (sortant de la pompe de circulation) et de retour sont représentées à la Figure 5.21. La température d'alimentation est au maximum de 10 °C supérieure à la température de consigne des auxiliaires (le contrôle est effectué grâce au TYPE 953 qui définit le débit dans le stockage côté décharge). La température d'alimentation est très variable les deux premières années, puis elle se stabilise autour de 48 °C. La température de retour quant à elle a le même profil durant ces 5 années : plus élevée en hiver car la température de consigne est plus élevée et plus faible en été.

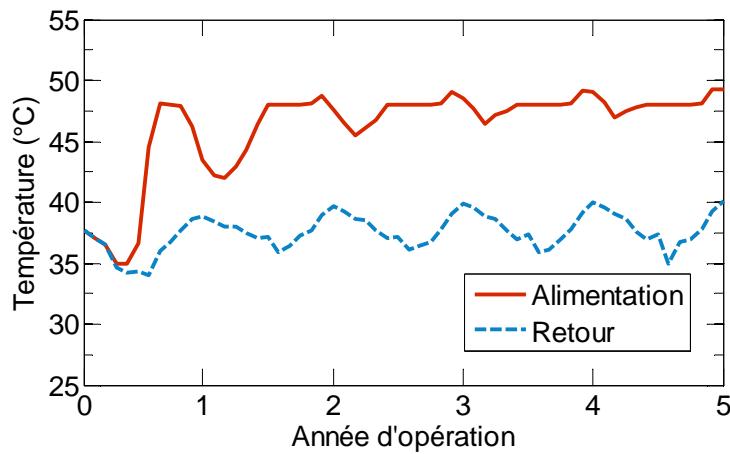


Figure 5.21. Température d'alimentation et de retour du réseau urbain

La température moyenne mensuelle d'alimentation et de retour aux panneaux solaires apparaît à la Figure 5.22. Le profil de température est semblable au profil de température du BTES, avec une température maximum à la fin de l'été, au mois de septembre ou octobre.

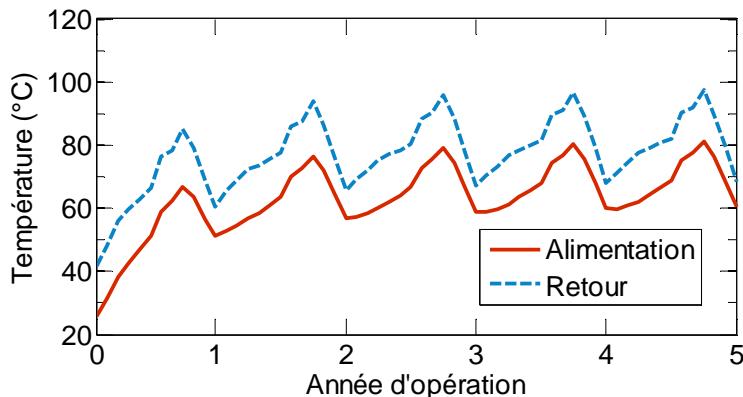


Figure 5.22. Température d'alimentation et de retour aux panneaux solaires

La Figure 5.23 présente la moyenne mensuelle du taux de transfert de chaleur par mètre de forage dans le BTES, côté charge et côté décharge. Pour ce qui est des taux d'injection (charge du BTES) et d'extraction (décharge du BTES) maximaux ils sont, respectivement, de 226 W/m et 66 W/m.

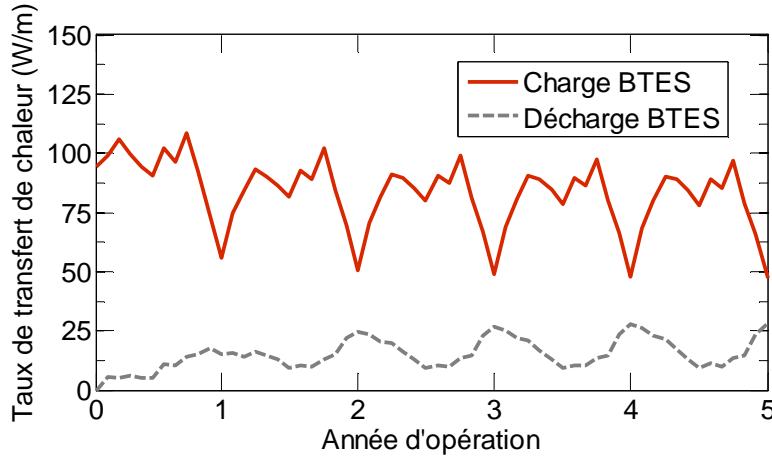


Figure 5.23. Taux de transfert de chaleur linéaire mensuel moyen dans le BTES

Le taux de transfert de chaleur dans les puits est fonction de la température du sol, de la température du fluide et du débit. Le taux d'injection de chaleur dépend principalement de l'énergie solaire disponible et de la température du BTES. Ce taux est plus élevé durant les mois d'été car l'énergie solaire disponible est plus élevée. En décembre de l'année 1, la température d'entrée dans les puits côté charge est de 61 °C et la température de sortie de 51 °C. En décembre de l'année 5, la température moyenne d'entrée dans les puits côté charge est de 68 °C et la température moyenne de sortie est de 60 °C. Ainsi, avec la hausse de température du BTES, le taux d'injection de chaleur a tendance à diminuer.

Le taux d'extraction de chaleur est contrôlé grâce au débit et ne correspond pas au taux d'extraction maximum qu'il serait possible d'obtenir. Ainsi, le taux d'extraction est plus élevé durant les mois d'hiver, moment où le maximum d'énergie doit être récupéré. La première année, il n'est cependant pas possible d'obtenir de fort taux d'extraction de chaleur car la température du BTES est encore trop faible par rapport à la température de retour du réseau. En décembre de l'année 1, la température du BTES est de 45 °C pour une température de retour du réseau de 39 °C en moyenne. En décembre de l'année 5, la température moyenne du BTES est de 58 °C

pour une température de retour du réseau de 40 °C. Avec la hausse de la température moyenne du BTES, le taux d'extraction de chaleur augmente.

5.5 Comparaison avec la communauté solaire Drake Landing

Les données de performances de la communauté solaire à un seul tuyau (cf. Tableau 5.9), appelée CS1T, sont comparées aux données de performances simulées de la communauté Drake Landing (cf. Tableau 2.1), appelée DLSCs. Une comparaison aux données mesurées de DLSC, appelée DLSCm est aussi effectuée. Les différences majeures de CS1T par rapport à DLSC, outre les différences de régulation, sont la présence d'un stockage saisonnier avec puits géothermiques à double tube en U et la présence du réseau à un seul tuyau pour CS1T et la présence d'un stockage à court terme pour DLSC.

Chaque année, la fraction solaire de DLSCs est supérieure à celle de CS1T. L'évolution de la fraction solaire pour DLSCs, DLSCm et CS1T est représentée à la Figure 5.24. La différence est très marquée la première année (66 % pour DLSCs contre 26 % pour CS1T). L'écart se réduit ensuite, avec une fraction solaire au bout de 5 ans de 89 % pour DLSCs et 85 % pour CS1T.

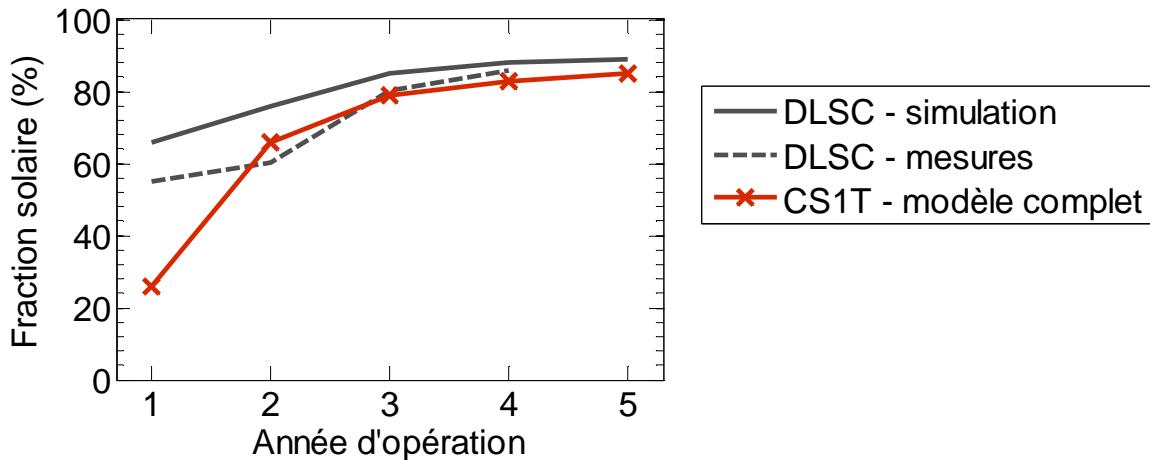


Figure 5.24. Fraction solaire de DLSC (performances simulées et mesurées) et de CS1T

Pour expliquer ces différences, les postes énergétiques sont comparés. Le modèle de CS1T a été créé pour être au plus près de celui de DLSC (géométrie du stockage, nombre de panneaux solaires, charge de chauffage...).

Énergie solaire disponible

L'énergie solaire disponible est plus importante pour CS1T : 14,640 GJ contre 13,941 GJ pour DLSCs. Le même fichier météo a été utilisé. Les caractéristiques de capteurs solaires utilisées pour CS1T correspondent aux caractéristiques publiées dans les différents articles concernant DLSC. Cette différence pourrait s'expliquer par la prise en compte de l'ombrage sur les panneaux solaires pour les simulations de DLSC.

Efficacité des panneaux solaires

L'énergie solaire collectée, une fois les pertes de chaleur dans la tuyauterie prises en compte, est relativement semblable pour CS1T et DLSCs. L'efficacité des panneaux solaires varie de 0.32 à 0.22 pour CS1T et de 0.32 à 0.25 pour DLSCs. La diminution de l'énergie solaire collectée au fil des ans est plus importante pour CS1T. La régulation est cependant différente pour les deux communautés. Pour CS1T, le débit dans le circuit solaire est fixe tandis qu'à DLSCs, le débit varie en fonction de la température de sortie des capteurs désirée.

Efficacité du BTES

Contrairement à DLSC, pour CS1T toute l'énergie solaire collectée est envoyée dans le BTES. L'énergie injectée est ainsi largement supérieure pour CS1T : elle est de 4700 GJ la première année contre 3030 GJ pour DLSCs. La première année, l'énergie extraite du BTES est de 628 GJ pour CS1T contre 273 GJ pour DLSCs. L'efficacité du BTES est chaque année supérieure pour CS1T, variant de 13 % à 62 %. À DLSC, l'efficacité du BTES varie de 9 % à 41 %. Pour CS1T, les puits géothermiques à double tube en U permettent une charge et une décharge simultanées. Ainsi, l'efficacité du BTES pour CS1T comprend le fonctionnement en tant que stockage saisonnier mais aussi en tant qu'échangeur. Le délai entre l'injection d'énergie solaire et l'extraction est relativement court à CS1T. En revanche, à DLSC, le délai entre la charge et la décharge est plus long, il peut être par exemple d'une journée. Le flux de chaleur engendré par la charge du BTES s'est déjà éloigné, i.e. qu'il n'est plus à proximité du puits, lorsque le fluide circule côté décharge. Cela induit des pertes de chaleur plus élevées et donc une efficacité du BTES plus faible que pour CS1T.

Énergie solaire fournie au réseau

L'énergie solaire fournie au réseau pour le cas de CS1T provient en totalité de la décharge du BTES, il s'agit donc d'énergie solaire indirecte. En revanche, à DLSC, l'énergie solaire fournie au réseau est la somme de l'énergie solaire indirecte fournie par le BTES et de l'énergie solaire directe fournie par les panneaux solaires par l'intermédiaire du STTS. L'énergie solaire fournie au réseau varie de 628 GJ à 2044 GJ pour CS1T et de 1670 GJ à 2240 GJ pour DLSCs.

L'énergie solaire directe est relativement constante sur les 5 années de simulations de DLSCs. Elle représente respectivement 84 %, 72 %, 65 %, 63 % et 63 % de l'énergie solaire fournie au réseau pour les années 1 à 5. La disponibilité de cette énergie solaire directe permet à DLSCs d'avoir de meilleures performances que CS1T, particulièrement la première année de simulation. En effet, en raison de la faible température du BTES la première année, il est difficile d'en extraire de la chaleur.

Pertes de chaleur dans le réseau

Les pertes de chaleur dans le réseau sont relativement constantes pour DLSCs : 250 GJ. En effet, l'auxiliaire de chauffage est central et sa température de consigne est choisie en fonction de la température extérieure, cette dernière provenant d'un fichier météo répété chaque année. En revanche pour CS1T, les pertes du réseau varient durant les 5 ans de simulations selon la température d'alimentation du réseau. Elles sont de 141 GJ la première année et 178 GJ la dernière année. Malgré la diminution de la longueur du réseau pour CS1T, les pertes sont toujours relativement importantes. La longueur de la distribution primaire a été divisée par deux (le tuyau de retour a été supprimé), cependant la longueur de la distribution secondaire a été préservée. De plus, le niveau de température est plus élevé que la température de consigne à partir de l'année 2 pour CS1T (environ 48 °C) tandis qu'à DLSCs le niveau de température dans le tuyau d'alimentation correspond exactement à la température de consigne. Le niveau d'isolation est différent pour les deux modèles, de même que le nombre d'heures d'opération.

Énergie totale fournie au réseau

L'énergie totale fournie au réseau est de 2530 GJ chaque année pour DLSCs, les pertes de chaleur dans le réseau étant relativement constantes. Pour CS1T, l'énergie fournie au réseau varie de 2373 GJ la première année (les pertes de chaleur étant les plus faibles) à 2418 GJ l'année 5. Elle est donc plus faible qu'à DLSCs en raison des pertes de chaleur qui sont plus faibles mais aussi en

raison de l'énergie consommée par les maisons qui est plus faible (2240 GJ l'année 5 contre 2280 GJ pour DLSCs).

Énergie de pompage

L'énergie de pompage est plus importante pour CS1T (83 GJ l'année 5 contre 52 GJ pour DLSC). Cette différence s'explique par des configurations et une régulation du débit différentes entre les deux communautés. Cependant, il est possible que l'énergie de pompage ait été sous-estimée pour DLSCs car les performances de DLSCm donnent une consommation du centre énergétique (pompes, contrôleurs...) beaucoup plus importante.

5.6 Coûts différentiels

La configuration CS1T proposée a un impact sur les performances énergétiques de la communauté, mais aussi sur les coûts. Plusieurs changements ont été apportés par rapport à DLSC. Tout d'abord, le stockage à court terme (STTS) a été supprimé. Les réservoirs d'eau du STTS (240 m³) et les échangeurs de chaleur (HX1 et HX2) ne sont plus requis pour la configuration CS1T. L'auxiliaire de chauffage central à DLSC a été remplacé par un auxiliaire central de faible capacité et des auxiliaires de chauffage au gaz individuels. L'auxiliaire central à DLSC correspond à deux chaudières au gaz de 350 kW et 470 kW de puissance. L'auxiliaire central de CS1T est une chaudière au gaz de 100 kW. Concernant la distribution de chaleur, le circuit solaire est inchangé. En revanche, le réseau urbain à deux tuyaux a été remplacé par un réseau à un seul tuyau. Le stockage saisonnier de CS1T est constitué de puits géothermiques à double tube en U tandis que celui de DLSC possède des puits à simple tube en U.

Le Tableau 5.12 présente les coûts différentiels entre DLSC et CS1T. Seuls les équipements qui ont été modifiés ou supprimés pour CS1T apparaissent dans ce tableau. Les coûts d'installation sont exprimés en pourcentage du coût d'achat. La plupart de ces données ont été fournies par l'ingénieur responsable de la partie économique du projet de DLSC (S. Kluiters, Communication personnelle, 14 octobre 2012). Pour le surcoût lié aux puits à double tube en U, le coût d'achat d'un tube en PEHD de 5040 m de longueur a été ajouté. Le coût d'installation de ce deuxième tube en U a été estimé à 200 % du coût d'achat. Les coûts relatifs à la distribution n'incluent pas les connexions aux maisons, la longueur considérée est de 880 m. Finalement, une économie de 1,067,000 \$ serait réalisée en adoptant la configuration CS1T plutôt que la configuration de

DLSC. Cette économie est à comparer au coût total du projet DLSC estimé à 3,385,000 \$, soit une économie possible de 31 %.

Tableau 5.12. Coûts différentiels entre DLSC et CS1T

Description	Configuration DLSC			Configuration CS1T		
	Achat (\$)	Installation (%)	Total (\$)	Achat (\$)	Installation (%)	Total (\$)
Réservoirs d'eau	120,000	600	840,000	0	-	0
Échangeurs de chaleur	30,000	600	210,000	0	-	0
Chaudière au gaz centrale	35,000	600	245,000	5,000	600	35,000
Chaudières au gaz individuelles	0	-	0	52,000	200	156,000
Distribution primaire	80,000	300	320,000	48,000	300	192,000
Double Tube en U	0	-	0	55,000	200	165,000
Total (\$)	265,000		1,615,000	160,000		548,000

5.7 Résumé

En résumé, une étude des performances énergétiques a été réalisée pour une communauté solaire de 52 maisons à Calgary dont les besoins annuels en chauffage sont de 2280 GJ. Cette communauté, appelée CS1T, a la particularité d'avoir un réseau urbain à un seul tuyau et un stockage saisonnier par puits géothermiques à double tube en U. Une configuration avec auxiliaires de chauffage au gaz individuels a été choisie, car plus avantageuse d'un point de vue énergétique qu'une configuration avec auxiliaire central.

Une régulation spécifique au réseau à un seul tuyau a été mise en place. Elle permet de limiter la consommation des auxiliaires de chauffage et l'énergie de pompage. Le débit total dans le réseau est réglé en fonction de la température d'entrée dans le réseau (à la sortie de la vanne de mélange) et en fonction de la charge de chauffage totale. Le modèle TRNSYS créé prend en compte les pertes de chaleur dans le circuit solaire et dans le réseau urbain, ainsi que l'énergie de pompage totale.

Les résultats des simulations TRNSYS sur 5 ans donnent des performances pour CS1T moins élevées que celles de la communauté Drake Landing, particulièrement la première année d'opération. La fraction solaire de CS1T varie de 0.26 à 0.85 les cinq premières années d'opération. À DLSC, la fraction solaire est de 0.66 la première année (en simulation) et 0.89 la

cinquième année. Grâce au réseau urbain à un tuyau, les pertes de chaleur dans le réseau ont été réduites. Les puits géothermiques à double tube en U ont permis d'obtenir une meilleure efficacité du stockage saisonnier par rapport à DLSC. Cependant, le stockage à court terme à DLSC permet de fournir de l'énergie solaire directe (sans passer par le BTES) et est responsable des meilleures performances de DLSC par rapport à CS1T.

Une analyse différentielle au niveau des coûts a été réalisée entre CS1T et DLSC. La nouvelle configuration proposée (CS1T) permettrait d'obtenir une économie d'environ 1 M\$ sur un projet de 3.4 M\$. Cette économie est réalisée notamment grâce à la suppression du stockage à court terme, des échangeurs de chaleur et à la réduction de la longueur de distribution du réseau urbain.

CONCLUSION

La présente étude a pour objectif de déterminer les performances énergétiques d'un réseau de chauffage urbain à un seul tuyau alimenté par l'énergie solaire à Calgary. La configuration proposée comprend un stockage par puits géothermiques mais aucun stockage par réservoirs d'eau. La communauté est entièrement modélisée dans l'environnement de simulation TRNSYS. Elle comprend 52 maisons, dont les besoins annuels de chauffage sont de 2280 GJ, 2293 m² de panneaux solaires et un stockage composé de 144 puits géothermiques. Finalement, les performances énergétiques de la communauté sont analysées et comparées à celles de la communauté solaire existante Drake Landing (DLSC). La communauté DLSC comprend un stockage à court terme par réservoirs d'eau en plus du stockage saisonnier par puits géothermiques et un réseau urbain à deux tuyaux.

Contribution de la présente étude

Tout d'abord, l'influence des propriétés du sol sur l'opération de charge du stockage saisonnier de chaleur par puits géothermiques (BTES) a été étudiée. L'augmentation de la conductivité thermique du sol entraîne une augmentation des pertes de chaleur par les parois du stockage et une augmentation de l'énergie solaire injectée. L'augmentation de la chaleur spécifique du sol entraîne une augmentation de l'énergie solaire injectée et une diminution des pertes de chaleur. En revanche, une chaleur spécifique élevée implique un niveau de température dans le stockage faible, ce qui n'est pas souhaitable pour un réseau urbain fonctionnant à haute température. Il a été montré que la géométrie du stockage la plus compacte, c'est-à-dire avec un rapport surface sur volume le plus faible, permet de minimiser les pertes de chaleur.

Ensuite, l'étude de la charge (par des panneaux solaires) et de la décharge (par le réseau urbain) d'un stockage saisonnier par puits géothermiques a été réalisée. Les puits sont constitués de double tube en U à deux circuits indépendants. Le premier circuit se consacre à la recharge solaire, tandis que le second assure la décharge et est relié au réseau urbain. Les simulations TRNSYS ont montré que pour la première année d'opération, ce type de système n'atteint pas des performances aussi élevées qu'une communauté utilisant un stockage à court terme. En raison de l'augmentation du niveau de température du BTES, une fraction solaire élevée est

atteinte dès la deuxième année d'opération. De plus, il a été montré que l'augmentation de la température de consigne du réseau urbain réduisait fortement les performances énergétiques à long terme d'une communauté solaire.

Une régulation propre à l'opération d'un réseau urbain à un seul tuyau a été proposée. L'ajout de la modélisation d'une boucle du réseau (13 maisons en série) au modèle TRNSYS a permis de prédire les performances énergétiques du système complet. La fraction solaire, i.e. la part de l'énergie solaire dans l'énergie totale fournie aux maisons, est de 26 % la première année d'opération, elle atteint 66 % la deuxième année puis 85 % la cinquième année. La fraction solaire se stabilise à 88 % au bout de 13 ans. L'implantation du réseau à un seul tuyau a pour effet une consommation croissante des auxiliaires de chauffage individuels le long de chaque boucle du réseau. L'année 5, la consommation annuelle de l'auxiliaire au gaz varie de 1 GJ pour la première maison alimentée par le réseau à 18 GJ pour la dernière maison.

La comparaison des performances énergétiques de la communauté proposée (appelée CS1T) avec celles de la communauté solaire Drake Landing (DLSC) a mis en relief certaines différences. En premier lieu, durant les cinq premières années, la fraction solaire de DLSC est toujours supérieure à celle de CS1T. L'écart est très marqué la première année avec une fraction solaire de 66 % pour DLSC (données de simulation) contre seulement 26 % pour CS1T. L'écart se réduit les années suivantes. À l'année 5, la fraction solaire de DLSC est de 89 % contre 85 % pour CS1T. Il est important de noter que malgré une forte différence la première année, les performances sur toute la durée de vie du système (20 ans) sont à considérer pour la conception d'une telle communauté.

Le réseau urbain à un seul tuyau a permis de réduire la longueur de distribution primaire. Les pertes de chaleur du réseau sont ainsi moins élevées qu'à DLSC (178 GJ à l'année 5 pour CS1T contre 250 GJ pour DLSC). De plus, le niveau de température dans le réseau urbain de CS1T est plus élevé qu'à DLSC les dernières années. La température de consigne du réseau a été augmentée pour permettre une température d'alimentation aux CTA adéquate malgré la chute de température le long du réseau.

L'impact de la suppression du stockage à court terme par rapport à DLSC est important. Il en résulte une faible fraction solaire la première année pour CS1T car le niveau de température du BTES n'est pas suffisant. De plus, le BTES ne parvient pas à fournir assez d'énergie au réseau

durant les mois d'été où les besoins de chauffage sont pourtant faibles et l'énergie solaire disponible est élevée. Pour ces mois d'été, la régulation est mal adaptée car elle est fonction de la charge de chauffage et non de la puissance réelle fournie par les unités de chauffage. La mise en place de puits géothermiques à double tube en U pour CS1T a permis d'obtenir une meilleure efficacité du BTES : elle varie de 13 % à 62 % les cinq premières années contre une variation de 9 % à 41 % pour DLSC. Pour CS1T, l'efficacité du BTES tient compte du fonctionnement en tant que stockage saisonnier mais aussi en tant qu'échangeur.

Finalement, une analyse différentielle des coûts montre qu'une économie de 1 M\$ pourrait être réalisée en adoptant la configuration CS1T plutôt que la configuration DLSC. Cette économie est à comparée au coût total du projet DLSC estimé à 3.4 M\$.

Recommandations

Tout d'abord, les résultats sont valables pour une communauté solaire de 52 maisons et pour le climat de Calgary. Il serait intéressant d'évaluer les performances de la communauté CS1T pour d'autres conditions climatiques et pour des réseaux à plus forte densité de chaleur.

La régulation mise en place pour le réseau à un seul tuyau est basée sur la charge totale de chauffage (fonction de la température extérieure). Il serait plus adapté d'effectuer une régulation en fonction de la puissance réellement fournies par les CTA et des pertes de chaleur dans le réseau. Il en résulterait une possible amélioration des performances de la communauté, notamment durant les mois d'été. Le débit dans le circuit solaire est constant. Tel qu'effectué à DLSC, il serait avantageux de faire varier le débit dans les panneaux solaires pour maximiser l'énergie solaire collectée.

Le modèle TRNSYS utilisé pour le stockage saisonnier par puits géothermiques à double tube en U est le TYPE 257 (DST modifié). Le débit dans les puits géothermiques côté décharge est variable en raison du débit variable dans le réseau urbain. Le régime d'écoulement dans les tubes en U pourrait donc être lamininaire un certain nombre d'heures durant la simulation. Or, le TYPE 257 calcule la résistance R_b au début de la simulation pour le débit de référence et prend cette valeur pour toute la simulation. L'impact d'un écoulement lamininaire dans les puits côté décharge n'est donc pas pris en compte. Il serait utile de modifier le TYPE 257 pour que le calcul de R_b se

fasse à chaque pas de temps. De plus, le TYPE 257 permet d'injecter de la chaleur dans un tube en U et d'extraire de la chaleur dans l'autre tube en U simultanément. L'interaction thermique entre les deux tubes en U est prise en compte grâce à la paroi du puits, celle-ci étant influencée par la température dans chaque tube en U. Il y aurait avantage à considérer l'interaction thermique entre les deux tubes en U dans la modélisation et de valider expérimentalement le nouveau modèle. Cet aspect est important puisque les ingénieurs concepteurs qui ont été consultés dans le cadre de ce travail sont extrêmement réticents à proposer des doubles tubes en U à deux circuits indépendants.

Au Chapitre 5, la CTA modélisée ne correspond pas à la CTA utilisée à DLSC. Cette dernière a un débit d'eau plus faible et une plus grande surface d'échange permettant de fournir une plus grande puissance pour une même température d'entrée d'eau. Une modélisation plus fine des CTA aurait avantage à être effectuée. En particulier, il serait intéressant de prendre en compte l'apport d'air neuf et la présence d'un ventilateur récupérateur de chaleur. Concernant la température de consigne du thermostat à l'intérieur des maisons, elle était fixée pour toute la durée de la simulation à 21 °C. Une diminution de la température de consigne la nuit à 18 °C modifierait les résultats car cela viendrait introduire un pic de demande de chauffage le matin qui n'était jusqu'alors pas considéré.

De plus, l'efficacité des auxiliaires de chauffage au gaz a été prise égale à 100 %. Il serait intéressant de calculer la consommation réelle des auxiliaires avec une efficacité plus réaliste. D'autant plus qu'en général, les systèmes décentralisés ont des efficacités inférieures à celles des systèmes centralisés. La prise en compte dans les calculs de l'énergie de pompage des pompes de circulation situées au niveau des connexions du réseau aux maisons ainsi que les coûts associés permettrait d'évaluer de façon plus juste les bénéfices de la communauté CS1T par rapport à DLSC. De façon générale, une analyse des coûts plus précise serait souhaitable, en tenant compte par exemple des coûts d'opération sur 20 ans.

Finalement, le réseau urbain étudié fournit uniquement les besoins de chauffage des locaux. Il serait intéressant d'étudier l'intégration des besoins en eau chaude domestique et son impact sur la régulation. Ce thème a été brièvement exploré au Chapitre 3 mais mériterait une étude plus poussée.

LISTE DE RÉFÉRENCES

- ArdiPex. (2012). Multilayer pipes main characteristics. Tiré de <http://www.ardipex.com/pex-al-pex-main-characteristics.php>
- ASHRAE. (2009). *ASHRAE Handbook - Fundamentals*. Atlanta, États-Unis: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.
- ASHRAE. (2011). *ASHRAE Handbook - HVAC Applications*. Atlanta, États-Unis: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers.
- Banks, D. (2008). *An introduction to Thermogeology : Ground Source Heating and Cooling*. Hoboken, États-Unis: Blackwell Publishing.
- Bernier, M., & Bourret, B. (1999). Pumping energy and variable frequency drives. *ASHRAE Journal*, 41 (12), 37-40.
- Bouthillier, P., & Bernier, M. (1995). *A new model to simulate the thermal performance of electric water heaters*. Communication présentée à Canadian Electrical Association - Technical conference - Electricity '95, Vancouver, Canada.
- Burch, J., & Christensen, C. (2007). *Towards development of an algorithm for mains water temperature*. Communication présentée à Solar 2007: Sustainable Energy Puts America to Work, Cleveland, États-Unis.
- CCUM. (2012). Climatisation et chauffage urbain de Montréal. Tiré de www.ccum.com
- Chapuis, S. (2009). *Stockage thermique saisonnier dans un champ de puits géothermiques verticaux en boucle fermée*. (M.Sc.A. Thesis, École Polytechnique de Montréal, Québec, Canada). Accessible par ProQuest Dissertations and Theses.
- Church, K. (2007). Is district energy right for your community? *Municipal World* (Novembre 2007), 31-33.
- Cunniff, G. (2011). Less is more : single-pipe hydronic system solves high-rise troubles. *PM Engineer*(Septembre 2011), 18-22.

- Cunniff, G., & Zerba, B. (2006). Single-Pipe Systems for Commercial Applications. *HPAC Engineering*(Octobre 2006), 42-46.
- Dalenbäck, J.-O. (2003). *European Large-Scale Solar Heating Network*. Communication présentée à Institutionen für Installationsteknik, Göteborg, Suède.
- Dalla Rosa, A., Boulter, R., Church, K., & Svendsen, S. (2012). District heating (DH) network design and operation toward a system-wide methodology for optimizing renewable energy solutions (SMORES) in Canada : A case study. *Energy*, 45 (1), 960-974.
- DLSC. (2007). The Drake Landing Solar Community - System's current conditions. Tiré de <http://www.dlsc.ca/>
- Duffie, J.A., & Beckman, W.A. (2006). *Solar engineering of thermal processes* (3rd^e éd.).
- Eslami-Nejad, P. (2011). *Double U-tube geothermal borehole operation under phase change conditions*. (Ph.D. Thesis, École Polytechnique Montréal, Québec, Canada). Accessible par ProQuest Dissertations and Theses.
- Eslami-Nejad, P., & Bernier, M. (2011). Coupling of geothermal heat pumps with thermal solar collectors using double U-tube boreholes with two independent circuits. *Applied Thermal Engineering*, 31 (14-15), 3066-3077.
- Euroheat. (2011). District Heating and Cooling - 2009 Statistics. Tiré de <http://www.euroheat.org/Statistics-69.aspx>
- Froning, S. (2008). *Low energy communities with district heating and cooling*. Communication présentée à 25th Conference on Passive and Low Energy Architecture, Dublin, Irlande.
- Hadorn, J.C. (1988). *Guide to seasonal heat storage*. Zurich, Suisse: Swiss Association of Engineers and Architects.
- Hooper, F.C. (1983). *Techinical and economic overview of seasonal heat storage in Canada*. Communication présentée à International conference on subsurface heat storage in theory and practice, Stockholm, Suède.
- Klein, S.A. (2004). *TRNSYS 16 - A Transient System Simulation Program - Documentation (8 Voulmes)*. Madison, États-Unis: Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison.

Logstor. (2012). Logstor District Heating Pipe Systems. Tiré de http://www.urecon.com/documents/pdfs/brochures/Logstor_DH.pdf

Lunardini, V.J. (1981). *Heat transfer in cold climates*. New York, États-Unis: Van Nostrand Reinhold.

Lundh, M., & Dalenbäck, J.-O. (2007). Swedish solar heated residential area with seasonal storage in rock : Initial evaluation. *Renewable Energy*, 33 (4), 703-711.

Lundqvist, P. (2007). Heat Pumps in Sweden. Tiré de http://www.annex29.net/extern/16_Annex29_meeting_2007_01_15.pdf

McClenahan, D., Paget, K., Quail, R., Faktor, B., Littke, B., & Plavosin, F. (2007). The Drake Landing Solar Community. Tiré de <http://www.dlsc.ca/>

NRCAN. (2010). *Energy Efficiency Trends in Canada*. Tiré de <http://oee.nrcan.gc.ca/publications/statistics/trends11/factsheet/summary.cfm?attr=0>.

Nu-Air Ventilation. (2012). EN400 Series Specifications - Hot water coil data. Tiré de http://service.clearservice.com/nuair/campaignimages/1/website/pdf/Products2_March708/Enerboss/nuair_en400ser_specs%281%29.pdf

Pahud, D. (2002). *Geothermal energy and heat storage*. Canobbio, Suisse: Laboratorio di Energia, Ecologia ed Economia.

Pavlov, G.K., & Olesen, B.W. (2011). *Seasonal solar thermal energy storage through ground heat exchanger - Review of systems and applications*. Communication présentée à 6th Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, Dubrovnik, Croatie.

Pinel, P., Cruickshank, C.A., Beausoleil-Morrison, I., & Wills, A. (2011). A review of available methods for seasonal storage of solar thermal energy in residential applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (7), 3341-3359.

Reidhav, C., & Werner, S. (2008). Profitability of sparse district heating. *Applied Energy*, 85 (9), 867-877.

Rezaie, B., & Rosen, M.A. (2011). District heating and cooling: Review of technology and potential enhancements. *Applied Energy*, 93, 2-10.

- RNCan. (2007). *Survey of Household Energy Use.* Tiré de <http://oee.nrcan.gc.ca/publications/statistics/sheu-summary07/sheu.cfm>.
- Sibbit, B., McClenahan, D., Djebbar, R., Thornton, J., Wong, B., Carriere, J. (2011). *Measured and simulated performance of a high solar fraction district heating system with seasonal storage.* (Rapport n° ISES SWC 2011). Drake Landing Solar Community. Tiré de http://www.dlsc.ca/reports/ISES_SWC_2011_final.pdf.
- Sibbit, B., McClenahan, D., Djebbar, R., Thornton, J., Wong, B., Carriere, J. (2012). *The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System - Five Years Operation.* (Rapport n° DLSC SHC 2012). Tiré de http://www.dlsc.ca/reports/DLSC_SHC_2012_final.pdf.
- Sibbit, B., Onno, T., McClenahan, D., Thornton, J., Brunger, A., Kokko, J. (2007). *The Drake Landing Solar Community Project - Early Results.* Communication présentée à 2nd Canadian Solar Buildings Conference, Calgary, Canada.
- Skagestad, B., & Mildenstein, P. (2002). *District Heating and Cooling Connection Handbook.* Paris, France: International Energy Agency.
- Taylor, S.T., & McGuire, M. (2008). Sizing pipe using life-cycle costs. *ASHRAE Journal*, 50 (10), 24-32.
- VDI-4640. (2000). Part 3 : Underground Thermal Energy Storage. Dans *Utilization of the Subsurface for Thermal Purposes.*
- Wong, W.P., McClung, J.L., Kokko, J.P., & Snijders, A.L. (2006). *First large-scale solar seasonal borehole thermal energy storage in Canada.* Communication présentée à Ecostock 2006 Conference, Stockton, États-Unis.
- Woods, P., & Gunning, R. (1998). *The Optimisation of District Heating Operating Temperatures and an Appraisal of the Benefits of Low Temperature District Heating.* Paris, France: International Energy Agency.