Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech

Annexes au rapport final – 03.03.2022

SolCAD – Annexes au rapport final

Potentiel du solaire thermique dans les chauffages à distance en Suisse



©creative commons



Date : 08.12.2021
Lieu : Berne
Mandant :

Office fédéral de l'énergie OFEN
Programme de recherche Chaleur solaire et stockage de la chaleur
CH-3003 Berne
energieforschung@bfe.admin.ch

Mandataires :

Centre de recherche Crem
Rue Marconi 19
CH-1920 Martigny
www.crem.ch

HEIG-VD IGT
Av. des sports 20
CH-1400 Yverdon-les-Bains
www.heig-vd.ch/

kaemco LLC
la Riaz 6
CH-1426 Corcelles-Concise
http://www.kaemco.ch/

Planair
Crêt 108a
CH-2314 la Sagne
https://www.planair.ch/

Auteurs :

Diane von Gunten, Crem, diane.vongunten@crem.ch
Jakob Rager, Crem, jakob.rager@crem.ch
Loïc Puthod, Crem, loic.puthod@crem.ch
Thomas Dériaz, Crem, thomas.deriaz@crem.ch
Laure Deschaintre, Planair, Laure.Deschaintre@planair.ch
Jean-Loup Robineau, Planair, Jean-Loup.Robineau@planair.ch
Tuong-Van Nguyen, Planair, tuong-van.nguyen@planair.ch
Jérôme Kämpf, kaemco, jerome.kaempf@kaemco.ch
Xavier Jobard, HEIG-VD, xavier.jobard@heig-vd.ch
Alexis Duret, HEIG-VD, alexis.duret@heig-vd.ch
Martin Guillaume, HEIG-VD, martin.guillaume@heig-vd.ch
Olivier Masset, HEIG-VD, olivier.masset@heig-vd.ch

Responsable de domaine OFEN : Andreas Eckmanns, andreas.eckmanns@bfe.admin.ch
Chef de programme de l'OFEN : Stephan Mathez, stephan.a.mathez@solarcampus.ch
Numéro du contrat de l'OFEN : SI/501961-01

Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

13 Annexes

Annexe 1 : Alexis Duret, Xavier Jobard, Martin Guillaume, Revue de littérature et définitions des archétypes SOLCAD, L2.1, 2020

Annexe 2 : Valentin Sandoz, Comparaison entre différentes bases de données de chauffage à distance, rapport de stage, 2020

Annexe 3 : Antoine Roch, Estimation préliminaire du potentiel de faisabilité du solaire thermique dans les CAD en Suisse, rapport de stage, 2020

Annexe 4 : Cédric Mugabo Serugendo, Potentiel solaire pour les chauffages à distance en Suisse : évaluation par l'étude d'archétype, Travail de Fin d'étude, 2020

Annexe 5 : Pierre Cognet, district energy network simulation for the evaluation of solar thermal potential, master thesis EPFL, 2020

Annexe 6 : Fiche d'identité du CAD-Gilamont (Vevey) **(CONFIDENTIELLE)**

Annexe 7 : Fiche d'identité du CAD Marais-Rouge

Annexe 8 : Alexis Duret, Xavier Jobard, Martin Guillaume, Tuong-Van Nguyen et Jean-loup Robineau – Cas d'étude CAD-Gilamont à Vevey, 2021 **(CONFIDENTIELLE)**

Annexe 9 : Clément Dromart, Loïc Puthod, Jérôme H. Kampf, Diane von Gunten, District heating network modelling for future integration of solar thermal energy, J. Phys.: Conf. Ser. 2042, 2021

Annexe 10 : Alexis Duret, Martin Guillaume et Xavier Jobard, Pré-dimensionner le système solaire sur la base de la consommation d'énergie

Annexe 11 : Alexis Duret et Xavier Jobard, Simulation dynamique de la chaufferie des Marais-Rouge avec une installation solaire thermique, 2021

Annexe 12 : Laurent Brisbois, Evaluation du potentiel du solaire thermique dans les chauffages à distance suisses, Travail de Fin d'étude, 2021.

Annexe 13 : Arbre Décisionnel

Annexe 14 : Benoit Vansiliette, installation, mesures et simulations d'une installation solaire hybride (PVT) de petite taille, master thesis Hes-so, 2018

Rapport SOLCAD

Revue de littérature et définitions des archétypes SOLCAD

Livrable L2.1

Version 1.1

22 février 2021

Auteurs :

Alexis Duret alexis.duret@heig-vd.ch

Xavier Jobard xavier.jobard@heig-vd.ch

Martin Guillaume martin.guillaume@heig-vd.ch

Laboratoire d'Energétique Solaire et de Physique du Bâtiment (LESBAT)
Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud (HEIG-VD)

Table des matières

1 Introduction 6

2 Réseau de chauffage à distance - bref historique, situation et perspectives 6

2.1 Bref historique des réseaux de chauffage à distance 6

2.2 Les réseaux de chauffage à distance en Suisse - Situation actuelle et perspectives de développement 8

3 Chaleur solaire dans les CAD - Revue bibliographique 9

3.1 Historique des CAD solaires 9

3.2 Types et caractéristiques des différentes technologies de collecteurs solaires 10

3.2.1 Capteurs plans non vitrés : 11

3.2.2 Capteurs plans vitrés : 11

3.2.3 Capteurs à tubes sous vide : 12

3.2.4 Capteurs plans vitrés sous-vide : 13

3.2.5 Comparaison des différentes technologies de collecteurs solaires thermiques 14

3.3 Typologies d'intégration du solaire thermique dans les CAD 15

3.4 Stratégie d'injection de la chaleur 16

3.5 Localisation de l'installation solaire thermique 18

3.5.1 Installation solaire thermique au sol 18

3.5.2 Installation solaire thermique montée sur toiture 18

3.6 Stockage de chaleur pour les CAD solaires : 19

3.7 Coût des systèmes : 20

3.8 Régulation et contrôle commande du CAD et de la boucle solaire 21

4 Facteurs favorisant l'intégration du solaire dans les CAD en Suisse 22

4.1 Caractéristiques du CAD et des preneurs de chaleur 22

4.1.1 Densité de demande linéaire et perte de distribution 22

4.1.2 Demande de chaleur mensuelle 23

4.1.3 Température de distribution (aller et retour) 25

4.1.4 Coût de distribution et perte thermique du CAD 26

4.2 Technologie de chaufferie actuelle 26

4.2.1 Type de producteur de chaleur 27

4.2.2 Coût de production de chaleur et structure de coût 28

4.2.3 Efficacité de production de chaleur en saison estivale 30

4.3 Potentiel solaire du site 30

4.3.1 Ressource solaire 30

4.3.2 Surface disponible 31

4.3.3 Distance de chaufferie maximale 32

5 Etat des lieux des CAD existants en Suisse 33
5.1 Typologies des CAD suisses existants 33
5.2 Dernières tendances observées 34
6 Les archétypes de CAD « SOLCAD » 36
6.1 Archétypes « SOLCAD » actuels 36
6.2 Archétypes « SOLCAD » futurs 37
7 Conclusions 38
8 Références 40

Liste des tableaux :

TABLEAU 1 AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES DIFFERENTES TECHNOLOGIES DE CAPTEURS SOLAIRES THERMIQUES 15
TABLEAU 2 COMPARATIF DES DIFFERENTES TECHNOLOGIES DE STOCKAGE THERMIQUE QUI PEUVENT ETRE ASSOCIEES A DES CAD SOLAIRES 20
TABLEAU 3 CRITERES DE SELECTION POUR IDENTIFIER LES CAD POTENTIELLEMENT INTERESSANTS POUR UN COUPLAGE AVEC UNE INSTALLATION SOLAIRE THERMIQUE 23
TABLEAU 4 PARAMETRES UTILISES POUR CALCULER LA CONSOMMATION THERMIQUE ESTIVALE MINIMALE D'UN CAD JUSTIFIANT UN COUPLAGE AVEC UNE INSTALLATION SOLAIRE THERMIQUE 25
TABLEAU 5 CRITERES DE SELECTION DES CAD POUR UN COUPLAGE AVEC UNE INSTALLATION SOLAIRE THERMIQUE BASES SUR LA CONSOMMATION DE CHALEUR EN ETE 25
TABLEAU 6 CRITERES DE SELECTION POUR IDENTIFIER LES TEMPERATURES DE DISTRIBUTION DE CAD COMPATIBLES AVEC L'INTEGRATION DE CHALEUR SOLAIRE 26
TABLEAU 7 CRITERES DE SELECTION POUR IDENTIFIER LES TECHNOLOGIES DE CHAUFFERIE DE CAD FAVORISANT L'INTEGRATION DE CHALEUR SOLAIRE 28
TABLEAU 8 CRITERES DE SELECTION POUR IDENTIFIER LES COUTS D'EXPLOITATION DE PRODUCTION DE CAD COMPATIBLE AVEC L'INTEGRATION DE CHALEUR SOLAIRE 30
TABLEAU 9 RESSOURCE SOLAIRE MINIMALE POUR JUSTIFIER UNE INSTALLATION SOLAIRE THERMIQUE COUPLEE A UN CAD 31
TABLEAU 10 DEFINITION DES SURFACES MINIMALES A DISPOSITION AFIN DE POUVOIR PROFITER D'ECONOMIES D'ECHELLE SUR LE COUT DE L'INSTALLATION SOLAIRE THERMIQUE 32
TABLEAU 11 DISTANCE MAXIMALE SELON LA METHODE PRESENTEE DANS LE « LIVRE BLANC SUR LE CHAUFFAGE A DISTANCE EN SUISSE » POUR DIFFERENTES SURFACES DE CHAMP SOLAIRE CALCULE AVEC UN $\rho AMin$=1.5MWH/A/M 32
TABLEAU 12 CARACTERISTIQUES DES ARCHETYPES SOLCAD POUR LES CAD EXISTANTS 37

Liste des figures

FIGURE 1 PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DES RESEAUX DE CHALEUR [1] _____ 6
FIGURE 2 LES DIFFERENTES GENERATIONS DE RESEAUX DE CHALEUR [2] _____ 7
FIGURE 3 NOMBRE D'INSTALLATIONS SOLAIRES THERMIQUES COUPLEES A DES CAD MISES EN ROUTE DURANT LES 40 DERNIERES ANNEES (D'APRES HTTPS://WWW.SOLAR-DISTRICT-HEATING.EU/EN/PLANT-DATABASE/, CONSULTE LE 05.11.2020) _____ 10
FIGURE 4 COLLECTEUR PLAN NON VITRE AS DE LA SOCIETE ENERGIE SOLAIRE SA. (A) PHOTO DE L'ABSORBEUR AS AVEC LE GAUFRAGE QUI PERMET LA CIRCULATION DU FLUIDE CALOPORTEUR, (B) VUE ECLATEE DU COLLECTEUR AS NON VITRE, (C) INSTALLATION EN TOITURE DE COLLECTEUR NON VITRE AS (SOURCE ENERGIE SOLAIRE SA) _____ 11
FIGURE 5 COLLECTEUR PLAN VITRE SAVO 15 DG DE LA SOCIETE SAVOSOLAR. (A) STRUCTURE DE L'ABSORBEUR DE SAVOSOLAR PERMETTANT UNE BONNE SURFACE D'OUVERTURE, (B) MONTAGE D'UN COLLECTEUR SAVO 15 DG, (C) CHAMP SOLAIRE DE COLLECTEURS SAVO 15DG COUPLE A UN CAD (SOURCE SAVOSOLAR)_____ 12
FIGURE 6 COLLECTEUR A TUBES SOUS VIDE XL 19/49P DE LA SOCIETE RITTER XL. (A) DETAIL DE L'INTERIEUR DES TUBES SOUS VIDE DE RITTER XL AVEC LE TUBE EN U POUR EVACUER LA CHALEUR, (B) PHOTO DU COLLECTEUR 19/49P, (C) CHAMP SOLAIRE THERMIQUE A TUBES SOUS VIDE COUPLE A UN CAD (SOURCE RITTER XL) _____ 13
FIGURE 7 COLLECTEUR PLAN SOUS VIDE MT-POWER V4.3 DE LA SOCIETE TVP SOLAR. (A) VUE EN COUPE DU COLLECTEUR MT-POWER V4.3, (B) PHOTO DU COLLECTEUR MT-

POWER V4.3, (C) CHAMP SOLAIRE THERMIQUE UTILISANT LES COLLECTEURS DE TVP SOLAR COUPLE A UN CAD (SOURCE TVP SOLAR) ____ 13
FIGURE 8 COMPARAISON DE L'EFFICACITE DE CONVERSION DES DIFFERENTES TECHNOLOGIES DE COLLECTEURS SOLAIRES POUR UNE TEMPERATURE EXTERIEURE DE 25°C ET UNE IRRADIATION DE 800W/M^2 ____ 14
FIGURE 9 : SCHEMA DES TYPES DE COUPLAGE AVEC UN CAD, A GAUCHE : COUPLAGE CENTRALISE ET A DROITE : COUPLAGE DECENTRALISE [8] ____ 16
FIGURE 10 LES DIFFERENTS SCHEMAS D'INTEGRATION D'UN CHAMP SOLAIRE THERMIQUE DANS UN CAD [12] ____ 17
FIGURE 11 PERTE DE CHALEUR ANNUELLE EN % EN FONCTION DE LA DENSITE LINEAIRE DE CHALEUR POUR CERTAINS CAD SUISSES (DE [22]) ____ 22
FIGURE 11 DEMANDE DE CHALEUR ANNUELLE POUR LE CHAUFFAGE DES BATIMENTS EN FONCTION DE LEUR ANNEE DE CONSTRUCTION (CALCUL A PARTIR DE DONNEES DE L'OFFICE FEDERAL DE LA STATISTIQUE) ____ 24
FIGURE 12 EVOLUTION DU COUT ANNUEL MOYEN DES CAD POUR CINQ PAYS EUROPEENS ET COMPARAISON AVEC LA MOYENNE EUROPEENNE [26] ____ 29
FIGURE 13 COMPARAISON DES COUTS DE CHAUFFAGE POUR UN BATIMENT D'HABITATION COLLECTIF DE 1'560M^2 POUR DIFFERENTES CAD DE SUISSE ROMANDE ____ 29
FIGURE 14 COUT MOYEN DE REVIENT DE LA CHALEUR SOLAIRE EN FONCTION DES SURFACES DES COLLECTEURS SOLAIRES THERMIQUES (D'APRES) ____ 31
FIGURE 15 REPARTITION DU (A) NOMBRE DE CAD ACTUELLEMENT EN OPERATION EN SUISSE ET (B) DE LEUR PUISSANCE CUMULEE PAR VECTEUR ENERGETIQUE UTILISE 33
FIGURE 16 PUISSANCE MOYENNE INSTALLEE PAR CAD POUR LES PRINCIPAUX VECTEURS ENERGETIQUES ____ 34
FIGURE 17 EVOLUTION DU NOMBRE DE CAD INSTALLES ET DE LA PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE ____ 34
FIGURE 18 EVOLUTION DU NOMBRE DE CAD INSTALLES ET DE LA PUISSANCE INSTALLEE CUMULEE EN SUISSE POUR LES VECTEURS ENERGETIQUES SUIVANTS : (A) GAZ NATUREL (Y COMPRIS CCF), (B) BOIS ENERGIE ET (C) CHALEUR DE L'ENVIRONNEMENT ____ 35
FIGURE 19 REPARTITION DU POTENTIEL DE CHALEUR RENOUVELABLE POUR LES CAD EN SUISSE POUR DIFFERENTES SOURCES D'ENERGIES RENOUVELABLES (D'APRES) ___ 36
FIGURE 20 LES DEUX TYPOLOGIES POSSIBLES POUR DES CAD UTILISANT LA CHALEUR DE L'ENVIRONNEMENT DE TYPE GEOTHERMIE : (A) TYPOLOGIE CENTRALISEE, (B) TYPOLOGIE DECENTRALISEE ____ 38
FIGURE 21 CARACTERISTIQUES DES ARCHETYPES SOLCAD POUR LES CAD FUTURES ____ 38

1 Introduction

L'objectif du projet SolCAD est d'analyser les opportunités et les limitations du développement du solaire thermique pour les chauffages à distance en Suisse. Dans le cadre de SolCAD, il est prévu d'identifier un certain nombre de typologies de CAD particulièrement bien adaptées à un couplage avec la chaleur solaire. Ces archétypes de CAD seront identifiés d'une part suite à une revue de littérature, mais aussi suite à une étude des CAD existants et en cours de construction en Suisse.

Dans une première partie, une rapide revue de la littérature des réseaux de chauffage à distance solaire est réalisée. Sur cette base, une liste de critères favorisant l'intégration de la chaleur solaire et de points bloquants est établie. Ensuite, en utilisant une base de données des CAD suisses, les typologies des CAD les plus répandus actuellement et dans un futur proche sont identifiées. Finalement en croisant ces différents éléments, une liste d'archétypes de CAD particulièrement favorables pour un couplage avec la chaleur solaire est présentée.

2 Réseau de chauffage à distance - bref historique, situation et perspectives

2.1 Bref historique des réseaux de chauffage à distance

Les réseaux de chaleur actuels permettent de satisfaire les besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire (ECS) des bâtiments en zone urbaine et périurbaine (voir Figure 1), tout en valorisant des sources de chaleur d'origines variées (rejets de chaleur fatale industrielle, incinération des déchets, gaz, etc.). Ces réseaux sont constitués d'un ou plusieurs centres de production de chaleur (chaufferies) qui sont connectés via un réseau de canalisations aux consommateurs de chaleur. Le lien entre le réseau de chaleur (circuit primaire) et le circuit de chauffage/rafraîchissement du bâtiment (circuit secondaire) s'effectue à travers une sous-station.

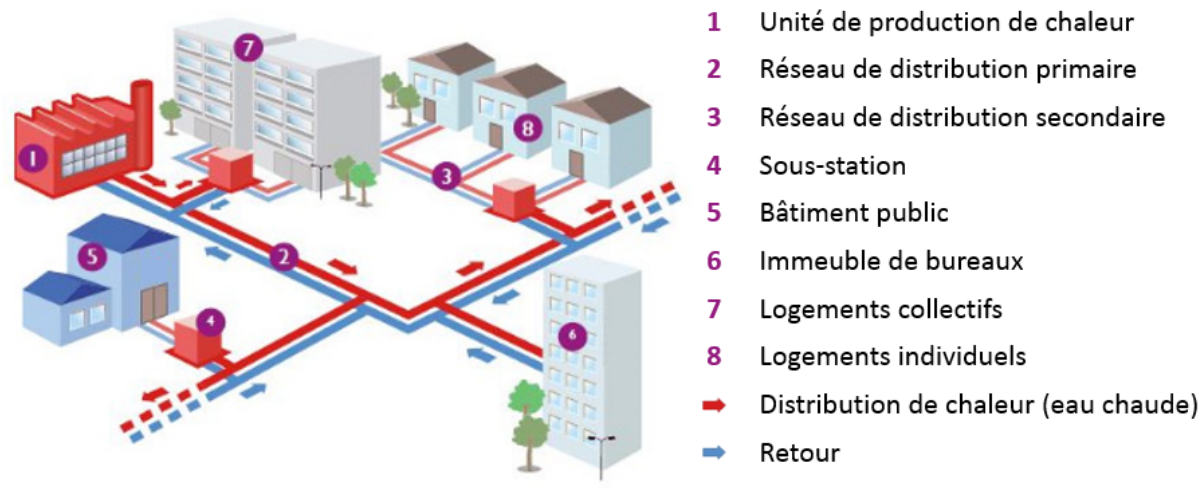


Figure 1 Principe de fonctionnement des réseaux de chaleur [1]

Les réseaux de chaleur ont été développés depuis la fin du 19ème siècle (Figure 2). Dans la 1ère génération, la vapeur sous pression était utilisée comme fluide caloporteur et la chaleur était alors principalement délivrée lors du changement de phase de la vapeur dans les radiateurs des consommateurs. Ces réseaux étaient donc uniquement employés pour le chauffage des locaux et la préparation d'ECS.

La 2ème génération de réseaux de chaleur, apparue dans les années 30 et dominant jusque dans les années 70, utilisait de l'eau surchauffée principalement, à des températures dépassant les 100°C. Son objectif était d'une part de limiter la consommation de combustible, mais aussi d'améliorer le niveau de confort. Ces réseaux étaient cependant souvent de mauvaise qualité, avec une absence de régulation de la distribution de chaleur. Tout comme la 1ère génération, ces réseaux servaient au chauffage et à la préparation de l'ECS.

Une 3ème génération de réseaux de chaleur a vu le jour au cours des années 70, suite aux crises pétrolières principalement, et est devenue dominante à partir des années 80. Celle-ci utilise l'eau sous pression, souvent à des températures inférieures à 100°C, et a été développée pour limiter la dépendance au pétrole (utilisation de la biomasse, de pompes à chaleur, d'énergie géothermique…). Elle avait donc pour objectif d'augmenter l'efficacité énergétique des systèmes en valorisant par exemple la chaleur d'installations de cogénération. La grande majorité des réseaux de chauffages en exploitation fait partie de cette troisième génération de réseaux. Au cours des dernières années, ces réseaux ont également diversifié leurs offres de service en proposant (pour des applications industrielles essentiellement) des solutions de rafraîchissement par le biais d'installations à absorption connectées sur site. Ces installations « de froid à partir de chaud » sont toutefois encore marginales.

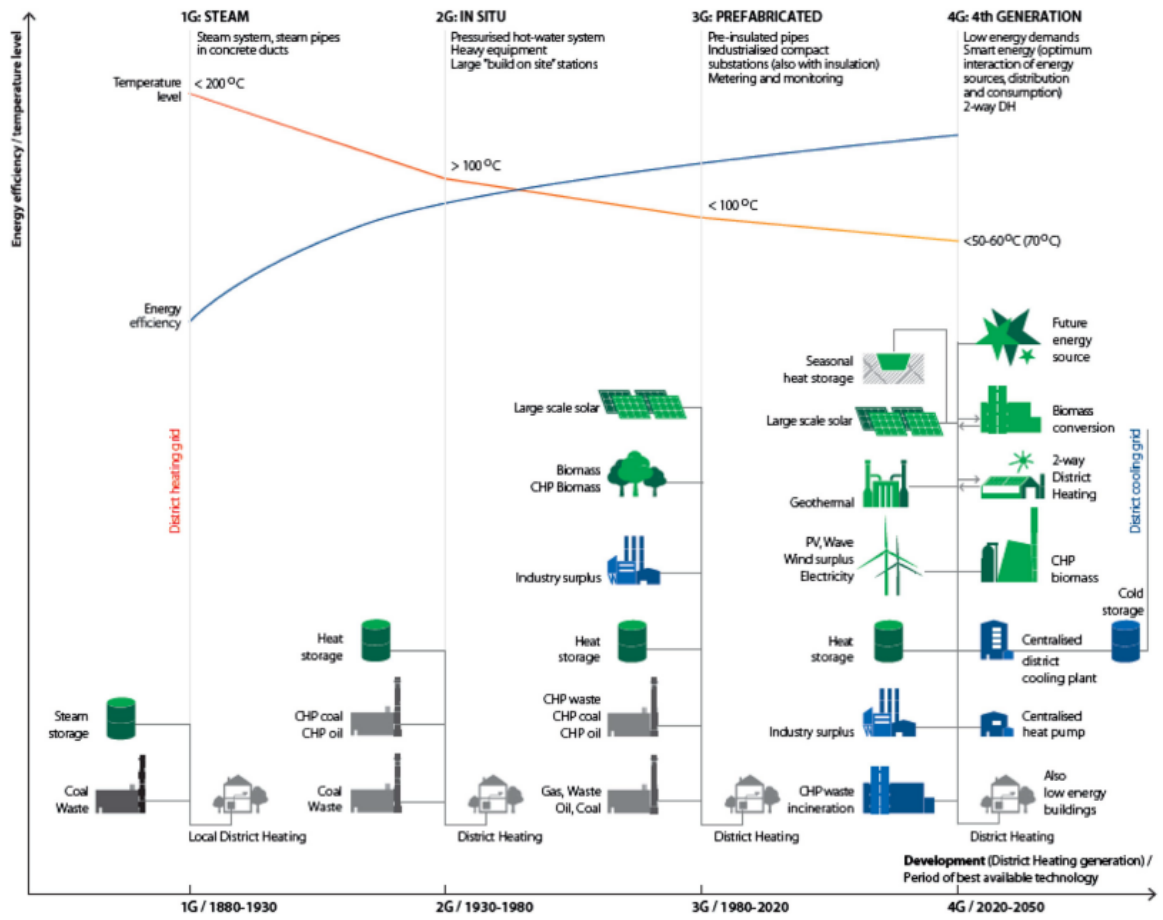


Figure 2 Les différentes générations de réseaux de chaleur [2]

Les différentes tendances qui se dessinent à travers ces trois générations de réseaux sont les suivantes:

- Une baisse globale du niveau de température de distribution de la chaleur pour des raisons de sécurité et d'efficacité énergétique (pertes thermiques moindres) ;

- Une diversification des sources de chaleur employées pour alimenter la demande thermique (vers plus d'EnR : solaire, géothermie, cogénération, chaleur fatale…).

Actuellement, une 4ème génération de réseaux de chaleur est en cours de développement (Figure 2) et devrait devenir la norme dans les années à venir. Dans ceux-ci, le niveau de température de distribution de chaleur est encore plus bas (température de départ moyen d'environ 50°C, ce qui nécessite des aménagements en sous-stations) afin de limiter les pertes de distribution et de satisfaire le plus efficacement possible les besoins de chaleur des bâtiments récents équipés de systèmes de chauffage basse température.

Il existe aussi en Suisse et en Europe des réseaux qui distribuent de la chaleur à très basse température (<40°C) dont il est nécessaire de rehausser le niveau avec des pompes à chaleur intégrées en sous-station. Ce type de réseau, en fort développement, est conçu afin de favoriser les échanges en termes de consommation et d'injection de chaleur depuis diverses sources de façon décentralisée. Ces déchets de chaleur proviennent de sources telles que les condenseurs des machines de réfrigération, les procédés industriels, les stations d'épuration des eaux (STEP), …

2.2 Les réseaux de chauffage à distance en Suisse - Situation actuelle et perspectives de développement

Le parc immobilier pèse très lourd dans le bilan énergétique suisse avec près de 30% de la consommation d'énergie finale[1]. En outre, le secteur du bâtiment consomme environ la moitié de l'énergie fossile et un tiers de l'électricité en Suisse. Suite à la décision d'éliminer l'énergie nucléaire du mix énergétique suisse, le Conseil fédéral a proposé une nouvelle stratégie énergétique baptisée « Stratégie 2050 ». Cette stratégie a été développée en vue de satisfaire notamment les objectifs suivants :

- Renforcer l'efficacité énergétique suisse ;
- Réduire la consommation d'énergie et stabiliser la consommation d'électricité ;
- Augmenter significativement la part des énergies renouvelables et le stockage d'énergie.

A travers ces objectifs, la « Stratégie 2050 » met sous pression le parc immobilier suisse en le forçant à améliorer son efficacité énergétique, notamment en ce qui concerne le chauffage et la production d'eau chaude sanitaire. Il est donc essentiel de supporter le développement et la diffusion de technologies de chauffage et de production d'ECS renouvelables qui pourraient efficacement contribuer à la réalisation des objectifs de la stratégie énergétique.

Les réseaux de chauffage à distance (CAD) font partie de ces technologies qui permettent d'améliorer considérablement l'efficacité énergétique des bâtiments, tout en augmentant la part des énergies renouvelables à un coût compétitif pour satisfaire la demande de chauffage et d'ECS. En 2017, près de 8% de la demande de chaleur du parc immobilier suisse[2] a été fournie par des CAD. Depuis 2011, une croissance importante de la part de chaleur consommée par les bâtiments fournis par les CAD est observée (+27% entre 2008 et 2018). Dernier point important, la part des énergies fossiles est encore largement majoritaire (51%[1]) en Suisse pour la production de la chaleur consommée par les bâtiments. Les CAD apparaissent donc comme une solution pertinente pour contribuer aux objectifs de la stratégie énergétique 2050. Le mix énergétique utilisé par les CAD en Suisse est en effet constitué de plus de 60% d'énergies renouvelables, et le coût de la chaleur distribuée est très compétitive et moins soumise à des fluctuations. Néanmoins une part importante du mix énergétique des CAD suisses reste encore couverte par le gaz naturel (~25%). Ce gaz naturel est souvent mieux utilisé dans les CAD grâce à des unités de cogénération qui permettent de produire à la fois chaleur et électricité avec des

[1] Statistique globale suisse de l'énergie 2018, OFEN

[2] Association suisse de chauffage à distance, Rapport annuel 2018

rendements largement supérieurs aux rendements constatés dans les bâtiments possédant une chaufferie au gaz naturel. Cependant, cette consommation de gaz induit des impacts environnementaux, notamment par le biais d'émissions de gaz à effet de serre. Il serait donc souhaitable de réduire la part du gaz dans les CAD en Suisse en le substituant par de la chaleur renouvelable.

Le secteur du CAD en Suisse apparaît donc comme un secteur très dynamique à forte croissance. Ces réseaux thermiques permettent de satisfaire efficacement la demande de chaleur des bâtiments avec une part significative d'énergies renouvelables et de déchets de chaleur. Les CAD suisses contribuent donc pleinement à atteindre les objectifs fixés par la « Stratégie 2050 ». Le développement de nouvelles solutions techniques pourrait augmenter encore l'intérêt des CAD dans la réduction de l'empreinte environnementale de la consommation de chaleur et d'eau chaude sanitaire dans les bâtiments, et contribuer ainsi complètement au virage énergétique national. C'est notamment le cas avec la chaleur solaire.

3 Chaleur solaire dans les CAD - Revue bibliographique

Dans cette partie, une brève revue de littérature est réalisée. L'objectif est d'identifier les critères permettant une intégration efficace de la chaleur solaire dans le mix de chaleur distribué par un CAD. Cette revue de littérature permettra aussi de lister les bonnes pratiques pour intégrer, opérer et réguler une installation solaire thermique couplée à un CAD. Finalement, une sous-partie sera intégralement consacrée au stockage de chaleur pour différentes échelles de temps. Cette partie s'intéressera notamment au dimensionnement et à la régulation d'un stock thermique

3.1 Historique des CAD solaires

Le développement des CAD solaires a débuté fin des années 1970 suite aux chocs pétroliers. En effet, la chaleur solaire permet de fournir une alternative aux énergies fossiles à un coût maîtrisé. Les premiers CAD utilisant de la chaleur solaire ont été construits en Suède avec 12 installations mises en route entre 1978 et 1995 [3]. Le Danemark a commencé à développer cette filière dans les 1980 [3]. Ce pays est actuellement considéré comme le leader dans ce domaine avec 109 champs solaires couplés à des CAD actuellement en opération[3]. En Allemagne, la filière des CAD solaires a été lancée dans les années 1993-2008 grâce au programme gouvernemental « Solarthermie 2000 » et « Solarthermie 2000plus ». L'objectif de ces programmes était de promouvoir les grands champs solaires thermiques pour le chauffage des bâtiments [4]. Ces deux programmes ont permis de développer de nombreuses installations solaires thermiques couplées à des CAD et de démontrer l'intérêt de la chaleur solaire dans les CAD en Allemagne.

L'Autriche a, quant-à-elle, développé différents CAD solaires, surtout durant les 10 dernières années. Ce pays est le troisième pays au niveau mondial en terme de surface de capteurs solaires installée. D'importantes installations solaires thermiques couplées à des CAD existent dans de nombreux autres pays européens. Par exemple, la France a lancé depuis une dizaine d'années un programme de subvention ambitieux de chaleur renouvelable baptisé « fond chaleur[4] ». Ce programme, géré par l'ADEME (Agence de la Transition Ecologique), a déjà permis le développement de plusieurs importantes installations solaires thermiques couplées à des CAD.

Les grandes installations solaires thermiques couplées à des CAD sont recensées par la plateforme Solar District Heating[3]. La Figure 3, ci-dessous, donne le nombre d'installations mises en service au

[3] https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/, consulté le 05.11.2020

[4] https://fondschaleur.ademe.fr/, consulté le 05.11.2020

cours des 40 dernières années. Cette figure montre que le nombre d'installations a fortement augmenté durant les dix dernières années. Une analyse de ces données montre aussi que les installations solaires thermiques développées sont de plus en plus importantes, avec notamment 23 installations de plus de 15'000m^2 mises en service durant les dix dernières années.

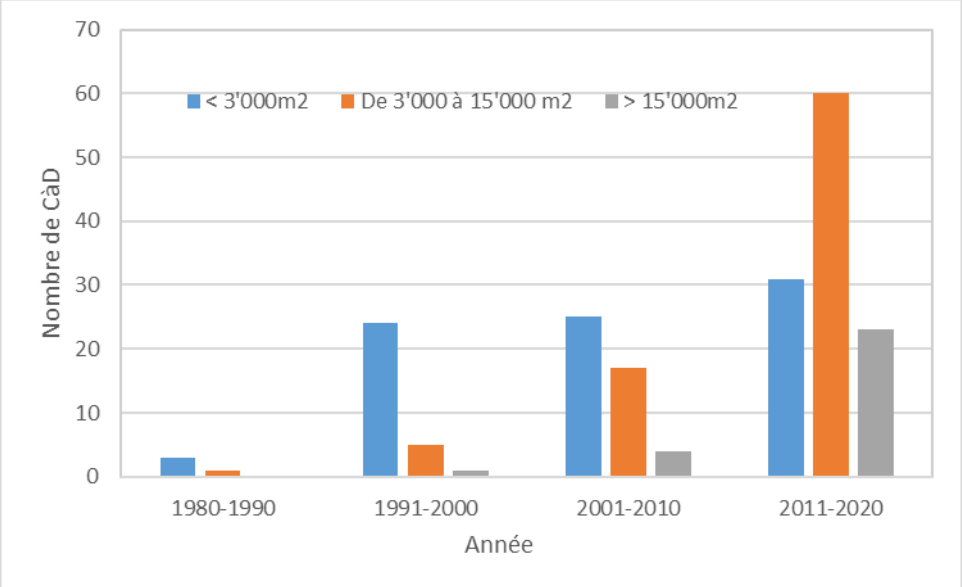


Figure 3 Nombre d'installations solaires thermiques couplées à des CAD mises en route durant les 40 dernières années (d'après https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/, consulté le 05.11.2020)

Pour le futur, la communauté européenne s'est fixé comme objectif que la chaleur solaire représente 5% de la chaleur consommé par les CAD à l'horizon 2050 [5].

Quant à la situation Suisse, le développement des CAD solaires est marginal. Une première installation solaire thermique couplée à un CAD a été testée sur le réseau opéré par les Services Industriels de Genève (SIG) dans les années 1980. Cette installation, d'environ 500 kW_{th} pour une surface de collecteurs d'environ 1000 m^2, était constituée de capteurs à tubes sous vide[5]. La seule autre installation solaire d'intérêt à ce jour est une installation de 460 m2 connectée au CAD bois de la commune Schüpfen[6] dans le canton de Bern. D'autres installations de taille modeste existent et seront inventoriées au courant de l'année 2021.

3.2 Types et caractéristiques des différentes technologies de collecteurs solaires

Le principe de fonctionnement des collecteurs solaires thermiques est le suivant : le rayonnement solaire est absorbé par un absorbeur optique. Ce phénomène fait monter en température l'absorbeur. L'absorbeur chaud transfère ensuite sa chaleur vers un fluide caloporteur dont la circulation permet de transférer la chaleur solaire vers les consommateurs de chaleur. On distingue principalement quatre catégories de collecteurs solaires (pour des températures <150°C). Un descriptif succinct de chacune de ces catégories est donné ci-dessous.

[5] Le projet SOLARCAD ou une application genevoise de capteurs solaires évacués, O. Guisan et al., Cahiers de la faculté des Sciences, 1989

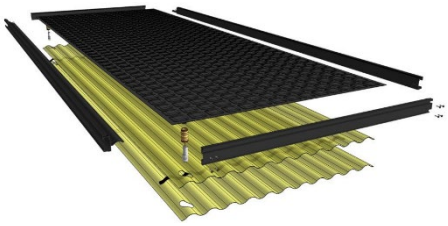
[6] http://www.wlsag.ch/, consulté le 4.12.2020

3.2.1 Capteurs plans non vitrés :

Il s'agit de la plus simple des technologies de collecteurs solaires thermiques. Ces collecteurs sont constitués d'un absorbeur optique directement en contact avec l'air ambiant. Cet absorbeur est soudé sur un réseau de tubes dans lequel circule le fluide caloporteur. Cette technologie de collecteurs est très efficace pour des températures de fonctionnement inférieures à 40-50°C au-dessus de la température ambiante. Elle présente en outre l'avantage d'être peu chère et très durable. Il n'est par contre pas possible de produire de la chaleur à haute température avec cette technologie. Autre point négatif, ce type de collecteurs a des rendements qui dépendent fortement des conditions extérieures et notamment du vent. La société suisse Energie Solaire SA a développé et mis sur le marché un concept et très efficace de collecteur non vitré (voir Figure 4, ci-dessous). Ce type de capteurs n'est pas utilisé dans les réseaux de chauffage urbain, car ils ne permettent pas de monter suffisamment haut en température. Par contre, on les retrouve de plus en plus fréquemment couplés à la source froide d'une PAC ou pour recharger des sondes géothermiques.



(a)



(b)

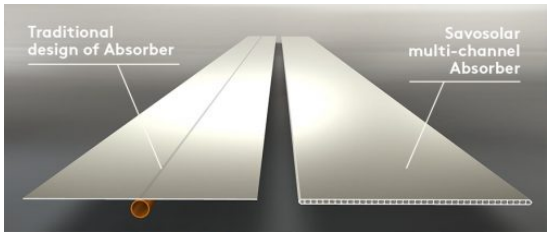


(c)

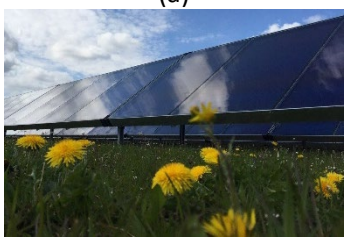
Figure 4 Collecteur plan non vitré AS de la société Energie Solaire SA. (a) photo de l'absorbeur AS avec le gaufrage qui permet la circulation du fluide caloporteur, (b) Vue éclatée du collecteur AS non vitré, (c) Installation en toiture de collecteur non vitré AS (source Energie Solaire SA)

3.2.2 Capteurs plans vitrés :

Les capteurs plans vitrés reprennent le même principe de fonctionnement que les capteurs plans non vitrés. La seule différence est qu'ils intègrent une protection vitrée sur la surface supérieure du collecteur qui permet de mieux isoler thermiquement le capteur de l'ambiant. Dans les capteurs plans vitrés hautes performances, un double vitrage est utilisé pour limiter encore d'avantage les pertes thermiques. La face arrière de ce type de collecteurs est également isolée. Cette isolation thermique permet d'atteindre des températures de fonctionnement élevées tout en conservant de bons rendements de conversion. Avec cette technologie, il est possible d'atteindre des températures de 100°C avec des rendements de l'ordre de 50%. Cette technologie de capteurs est fréquemment utilisée dans la plupart des grandes installations solaires thermiques couplées à un CAD. Depuis quelques temps, il existe sur le marché plusieurs collecteurs plans vitrés qui ont été spécifiquement développés pour être couplés à des CAD. Ces collecteurs présentent une excellente efficacité et ont généralement une importante surface d'ouverture (10-15m^2). Cela permet notamment de baisser significativement les coûts d'installation. La société finlandaise SAVOSOLAR a mis sur le marché un de ces capteurs (voir Figure 5, ci-dessous).



(a)



(c)



(b)

Figure 5 Collecteur plan vitré SAVO 15 DG de la société SAVOSOLAR. (a) structure de l'absorbeur de SAVOSOLAR permettant une bonne surface d'ouverture, (b) montage d'un collecteur SAVO 15 DG, (c) champ solaire de collecteurs SAVO 15DG couplé à un CAD (source SAVOSOLAR)

3.2.3 Capteurs à tubes sous vide :

Cette technologie de collecteurs solaires thermiques existe depuis de nombreuses années. Son principe est le suivant : l'absorbeur est intégré dans un tube sous-vide qui assure une excellente isolation thermique avec l'extérieur, tout en gardant de très bonnes propriétés optiques. La chaleur est évacuée de l'absorbeur, soit via un caloduc ou tout simplement avec un tube en U. Ce type de collecteurs est disponible sur le marché depuis les années 80. Grâce à l'isolation par le vide, cette technologie de capteurs permet de conserver de bons rendements de conversion et ce, même à haute température. Par ailleurs certaines variantes de ces collecteurs permettent d'orienter de manière efficace et à moindre coût l'absorbeur pour maximiser la production de chaleur solaire. En effet, il suffit simplement de tourner le tube sur son axe jusqu'à obtenir l'angle d'incidence voulu. Les principaux désavantages de cette technologie sont son prix élevé, sa compacité (moins de surface d'absorbeur par m^2 de toiture) et sa durée de vie (conservation du vide après de nombreux cycles thermiques). La société allemande Ritter XL solar systems commercialise des capteurs solaires thermiques spécifiquement développés pour les grandes installations solaires. Ces collecteurs intègrent en sous-face des tubes sous-vide un double concentrateur parabolique solaire (voir Figure 6, ci-dessous). Ces systèmes sont bien adaptés pour développer des installations solaires thermiques couplées à des CAD.



(a)



(c)

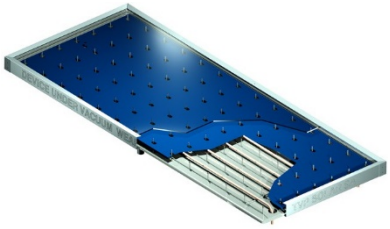


(b)

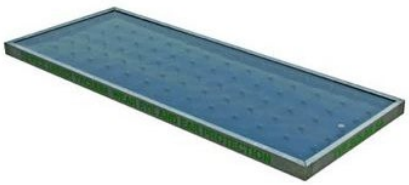
Figure 6 Collecteur à tubes sous vide XL 19/49P de la société Ritter XL. (a) détail de l'intérieur des tubes sous vide de Ritter XL avec le tube en U pour évacuer la chaleur, (b) photo du collecteur 19/49P, (c) champ solaire thermique à tubes sous vide couplé à un CAD (source Ritter XL)

3.2.4 Capteurs plans vitrés sous-vide :

Cette nouvelle technologie de collecteurs, développés par TVP Solar, reprend le même principe de fonctionnement que les capteurs plans vitrés (voir Figure 7, ci-dessous). La seule différence est qu'un vide poussé (<10^{-9}bar) est utilisé pour isoler efficacement le collecteur tout en gardant les bonnes caractéristiques optiques et la compacité des capteurs plans vitrés. Grâce à cette isolation thermique très efficace, ce collecteur peut produire de la chaleur à haute température. Il est aussi capable de continuer à produire de la chaleur à moyenne température (70-80°C), même sous faible irradiation. Cette caractéristique est très intéressante pour un fonctionnement avec un CAD. Le principal désavantage de cette nouvelle technologie est le risque de perdre le vide prématurément ce qui baisserait fortement les performances et la productivité.



(a)



(b)



(c)

Figure 7 Collecteur plan sous vide MT-Power v4.3 de la société TVP Solar. (a) vue en coupe du collecteur MT-Power v4.3, (b) photo du collecteur MT-Power v4.3, (c) champ solaire thermique utilisant les collecteurs de TVP Solar couplé à un CAD (source TVP Solar)

3.2.5 Comparaison des différentes technologies de collecteurs solaires thermiques

Le graphique ci-dessous donne l'efficacité de conversion des différentes technologies de collecteurs solaires thermiques pour une température ambiante de 25°C, sans vent et une irradiation solaire de 800W/m^2. Ce graphe montre que les collecteurs plans non vitrés ne sont pas efficaces au-dessus de 50°C. Par ailleurs, le rendement de ces collecteurs chute dès que le vent se met à souffler. La Figure 8 montre aussi que les collecteurs plans vitrés offrent une bien meilleure efficacité de conversion au-dessus de 50°C. Par contre, leur efficacité a tendance à diminuer à plus haute température. Cela n'est pas le cas pour les collecteurs isolés par le vide qui, du fait de leur très bonne isolation thermique, permettent de conserver une bonne efficacité à haute température (plus de 50% à 100°C). En outre, ces collecteurs sont aussi beaucoup plus performants pour de faibles irradiations solaires. Le nouveau collecteur de TVP Solar, le MT-Power, est plus efficace que les tubes sous-vide. Cela vient du fait que l'on a calculé le rendement sur la surface brute du collecteur. Néanmoins, le profil des courbes d'efficacité de conversion pour ces deux technologies utilisant le vide comme isolant est très similaire.

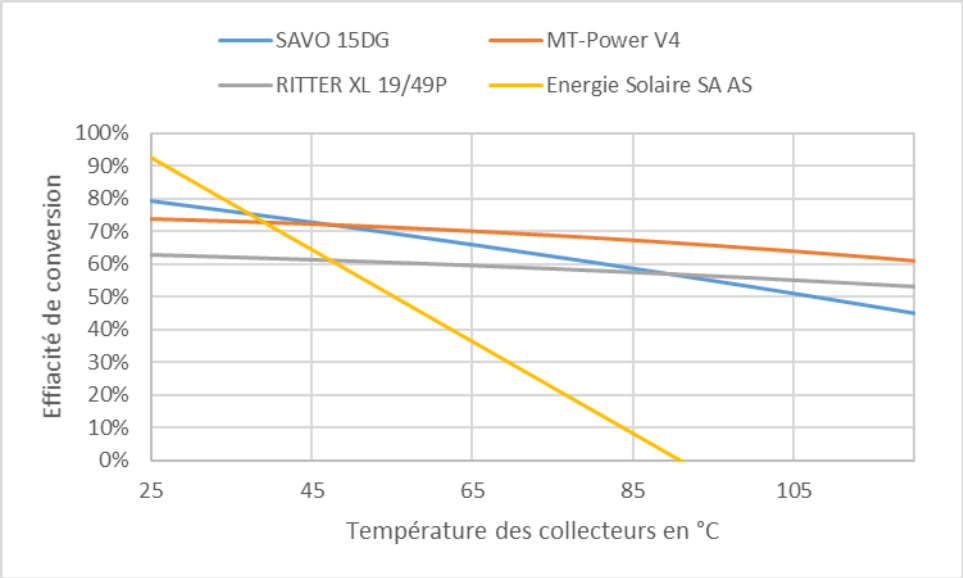


Figure 8 Comparaison de l'efficacité de conversion des différentes technologies de collecteurs solaires pour une température extérieure de 25°C et une irradiation de 800W/m^2

A l'heure actuelle, les grandes installations solaires thermiques connectées à des CAD utilisent dans leur grande majorité des capteurs plans vitrés. Cette technologie offre un très bon compromis entre coût et performance. Par ailleurs, des produits ont été spécifiquement développés pour une utilisation dans le domaine du chauffage urbain avec de très bonnes performances, et surtout d'importantes surfaces (10-15m^2). Ces importantes surfaces par collecteur limitent les coûts d'installation des systèmes et permettent de bénéficier d'économies d'échelles supérieures.

Le Tableau 1, ci-dessous, compare les avantages et inconvénients de chacune des technologies de capteurs solaires thermiques décrites plus haut.

Technologie de Capteur	Avantages	Inconvénients
Capteur plan non vitré	Très bon marché Efficace à basse température Pas de problème de surchauffe Longue durée de vie	Très dépendant du vent Mauvais rendement au-dessus de 50°C Pas adapté au CAD de 3ème génération
Capteur plan vitré	Bonne efficacité entre 50 et 100°C Bon marché Longue durée de vie Existe en très grande surface (10-20m^2)	Dégradation assez rapide des performances pour des irradiations faibles Faible performance au-dessus de 100°C
Capteur à tube sous-vide	Excellente efficacité au-dessus de 50°C Capable de produire de la chaleur >100°C avec de bonnes performances Orientable facilement à moindre coût pour bénéficier d'une bonne irradiation	Coût élevé
Capteur plan sous-vide	Excellente efficacité au-dessus de 50°C Capable de produire de la chaleur >100°C avec de bonnes performances Bonne efficacité à de faible irradiation	Coût plus élevé que capteur plan vitré classique Durabilité du vide sur la durée de vie du collecteur non encore prouvée

Tableau 1 Avantages et inconvénients des différentes technologies de capteurs solaires thermiques

3.3 Typologies d'intégration du solaire thermique dans les CAD

Les différentes typologies d'intégration d'une installation solaire dans un CAD se distinguent principalement par les trois critères suivants [6] :

1. Le champ solaire thermique, y compris collecteurs solaires, vannes, tuyauterie, vase d'expansion et pompes
2. Le type d'intégration du champ solaire thermique dans le réseau
3. Le principe de régulation de la production et de l'injection de la chaleur solaire

En prenant ces critères, deux principales typologies d'intégration peuvent être définies :

1. **Intégration centralisée** avec ou sans stockage : dans cette typologie, le champ solaire est construit à proximité de la chaufferie et un réseau secondaire permet l'injection de la chaleur solaire au niveau de la chaufferie principale (Figure 9 gauche)
2. **Intégration décentralisée** avec ou sans stockage : dans cette typologie, les champs solaires thermiques sont intégrés en dehors de la chaufferie centrale du réseau [7] (Figure 9 droite)

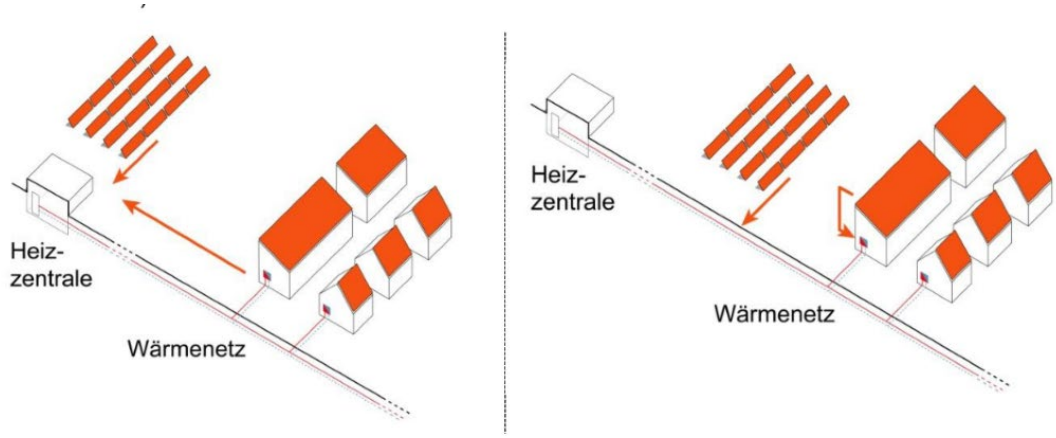


Figure 9 : Schéma des types de couplage avec un CAD, à gauche : couplage centralisé et à droite : couplage décentralisé [8]

L'**intégration centralisée** est en général réalisée sur des CAD existants. Le champ solaire est dans la plupart des cas construit au sol et composé de collecteurs solaires plans. Ces installations représentent 90% de la surface solaire connectée à des CAD en Europe[7]. Ce type de typologie couplé à un stockage centralisé permet d'atteindre de très large fraction solaire (en particulier avec la présence d'un stock saisonnier). Le Danemark est un acteur particulièrement important pour ce type de typologie. Cela est dû premièrement au fait que les CAD sont particulièrement répandus dans ce pays, et deuxièmement à une volonté politique forte d'accroître ce genre de systèmes qui passe notamment par une forte taxation des énergies fossiles (internalisation des coûts externes). La taille des champs solaires pour ce type de typologie est très variable, dépend principalement de la taille du CAD et du taux de couverture solaire visé, et peut atteindre des surfaces supérieures à 100 000 m^2 [7]

Dans la plupart des cas, **l'intégration décentralisée** est réalisée sur des CAD existants. Les champs solaires sont soit intégrés en toiture de bâtiments connectés au CAD, soit au sol. En principe, ce type de typologie est moins favorable économiquement que la typologie centralisée. En effet, la taille des champs solaires est en général beaucoup plus faible et ne permet pas de profiter aussi largement d'économie d'échelle. De plus, des surcoûts peuvent survenir pour injecter la chaleur sur le CAD si les conditions sont défavorables (différence de pression).

D'un point de vue technique, l'intégration de la chaleur solaire dans un CAD existant est possible indépendamment de la technologie utilisée en chaufferie[9]. Néanmoins, certaines technologies de chauffage sont plus adaptées à un couplage harmonieux avec un champ solaire. Il s'agit en particulier des technologies de chaufferie dont les coûts opérationnels sont les plus élevés, comme par exemple le mazout, le gaz naturel ou encore le bois[10,11]. Dans ce cas, l'économie de carburant réalisée lors de l'injection solaire permet d'améliorer l'intérêt financier du couplage de la chaleur solaire avec un CAD.

3.4 Stratégie d'injection de la chaleur

Il existe différentes possibilités pour injecter la chaleur solaire dans un CAD. On distingue principalement deux grandes familles : l'intégration centralisée ou l'intégration décentralisée. La Figure 9, ci-dessous, montre tous les types d'intégration d'un champ solaire thermique dans un CAD.

[7] https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/, consulté le 05.11.2020

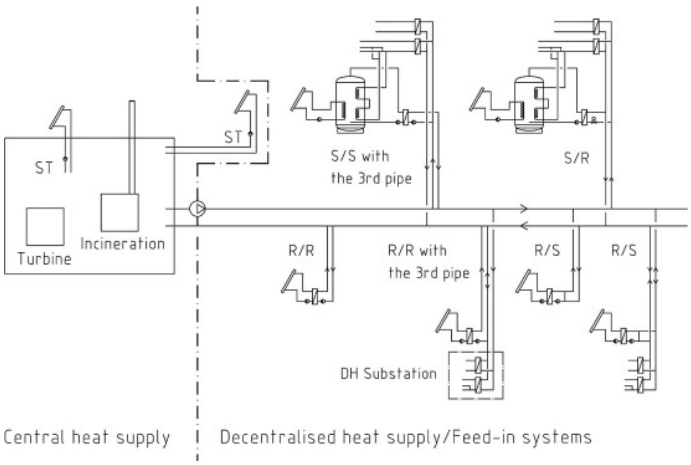


Figure 10 Les différents schémas d'intégration d'un champ solaire thermique dans un CAD [12]

Concernant les installations centralisées, l'injection de la chaleur solaire se fait par définition entre le retour et l'aller du CAD (en parallèle de la chaufferie) au niveau de la chaufferie centrale. Cette stratégie d'injection se justifie par le fait que les champs solaires dans cette typologie sont relativement grands. Dans cette configuration, le système de couplage hydraulique est beaucoup plus facile à amortir.

Concernant les installations décentralisées, il existe plusieurs stratégies d'injection de la chaleur solaire [12] : de la conduite retour vers la conduite retour (R/R) ou de la conduite retour vers la conduite aller (R/A). Dans le cas d'une connexion R/R, le principal problème rencontré vient du fait que la température de retour du CAD est augmentée. En fonction de la technologie utilisée en chaufferie centrale, le fait d'augmenter la température de retour peut engendrer une baisse de rendement de la production de chaleur [13] ou de cogénération. C'est le cas notamment pour les PAC, la condensation de gaz de combustion et les turbines à gaz. Pour cette raison, les opérateurs de CAD préconisent en général une augmentation maximale de la température sur la conduite de retour engendrée par un producteur décentralisé. Si un grand nombre d'installations solaires est connecté suivant ce schéma, alors la température de retour va augmenter au fil des sous-stations, péjorant ainsi les systèmes solaires thermiques en aval. Si la température de retour maximale (fixée par l'opérateur) est atteinte, alors certaines sous-stations ne pourront pas injecter leur surplus de chaleur solaire sur le réseau. Ce type d'injection offre néanmoins un avantage important au niveau de la régulation : il est possible de travailler à débit constant dans le champ solaire. Ce type de configuration a néanmoins un désavantage important : il est nécessaire de tirer une nouvelle conduite de service du CAD vers le point d'injection de la chaleur solaire. Cela renchérit le coût de l'installation.

Dans le cas d'une connexion R/A, il n'y aura pas de problème de baisse de rendement de production de chaleur en chaufferie centrale. Il est par contre beaucoup plus difficile de réguler l'installation. En effet, il faudra injecter à une température définie par l'opérateur du CAD. Cela implique de pouvoir bien réguler le débit dans la sous-station. Or cela est particulièrement difficile dans le cas d'une connexion R/A, car la pression différentielle entre aller et retour varie constamment en fonction de la quantité de chaleur consommée par les preneurs. Cela est particulièrement vrai pour la production d'ECS. Ce phénomène a pour conséquence de faire varier de manière importante la température d'injection dans le CAD. Ce phénomène peut être très problématique pour de grandes installations qui représentent une part importante de la chaleur injectée dans le CAD. Cette problématique est valable pour tout type de producteur de chaleur intégrée de manière décentralisée. Ce type de connexion présente néanmoins un avantage important : il n'est pas nécessaire d'ajouter une conduite de service

à une sous-station existante. Le flux du fluide caloporteur est simplement inversé lorsque l'on passe de consommateur de chaleur à producteur de chaleur.

Afin de ne pas rencontrer ce problème de régulation de débit (dû à la forte variation de pression différentielle entre aller et retour), il est aussi possible d'injecter uniquement dans la conduite aller (A/A). Cela limite en principe la production de chaleur solaire (température d'opération plus élevée). Ce type de connexion peut néanmoins être intéressant, car elle permet de ne pas rencontrer les problèmes d'hydraulique mentionnés plus haut (difficulté de régulation du débit à cause de variations de pression différentielle entre aller et retour). L'intégration d'une nouvelle conduite de service est néanmoins à prévoir (surcoût). Ce genre de configuration est plutôt très rare. Elle pourrait être intéressante dans le cas où la température du CAD, où la connexion est localisée, est très basse (distance importante de la chaufferie et/ou pertes importantes de distribution)[14]. Dans ce cas-là, une injection A/A peut aider à remonter la température dans le tube aller du CAD.

Il existe encore un autre schéma d'intégration prometteur. Il s'agit d'une intégration de champs solaires thermiques décentralisés sur un CAD construit dans un nouveau quartier homogène à basse consommation (10-100 bâtiments d'habitation multifamiliale). Le CAD ainsi que les champs solaires sont en principe prévus à la construction du quartier. Cette intégration dans un nouveau quartier homogène à haute performance énergétique présente de nombreux avantages. D'abord le fait de prévoir l'intégration de champs solaires thermiques à la construction permet de baisser fortement les coûts d'installation. Il est aussi possible de prévoir des champs solaires intégrés qui assurent aussi une étanchéité des toitures. Cela permet de faire des économies d'investissement, car les collecteurs ont alors une double fonctionnalité. Un programme démarré dans les années 2000 en Allemagne baptisé Solarthermie-2000 visait spécifiquement ce type d'intégration de la chaleur solaire dans les CAD [15]. Il a pu démontrer que d'importantes fractions solaires peuvent être atteintes en utilisant du stockage saisonnier.

3.5 Localisation de l'installation solaire thermique

Il existe deux possibilités de localisation pour le champ solaire thermique. Soit il est installé au sol sur une structure dédiée ou alors il est installé en toiture. Dans le cas d'un couplage avec un CAD, on rencontre régulièrement des installations au sol, surtout pour des installations de grandes surfaces.

3.5.1 Installation solaire thermique au sol

Les champs solaires thermiques sur le sol permettent de limiter fortement les coûts d'installation. Ce type d'installations requiert d'importantes surfaces (champs, parking) à disposition proche du point d'injection. Cela peut poser problème pour les CAD développés en environnement urbain ou périurbain. On retrouve beaucoup ce type d'installations au Danemark, en suède et en Autriche.

3.5.2 Installation solaire thermique montée sur toiture

Les installations sur toiture sont en général associées avec des surcoûts à l'installation et à l'exploitation (par rapport aux installations au sol). Elles sont en général de surfaces plus faibles et nécessitent l'utilisation de moyens de levage plus coûteux. Par ailleurs, l'orientation ainsi que l'angle des collecteurs ne peuvent être choisis librement. Cela dépend des caractéristiques de la toiture (pente et orientation). Des problèmes spécifiques de bulles d'air dans le circuit se rencontrent plus couramment sur des installations en toiture, notamment car il est plus difficile de purger le circuit du fluide caloporteur. Il est néanmoins possible de limiter ces surcoûts avec des installations solaires thermiques intégrées en toiture qui assurent une double fonction : étanchéité du bâtiment et production de chaleur renouvelable.

3.6 Stockage de chaleur pour les CAD solaires :

Lors d'un couplage d'une installation solaire thermique avec un CAD, la consommation de chaleur n'intervient pas forcément au moment où la chaleur solaire est produite. Pour pallier ce problème de synchronicité, il est nécessaire de prévoir un stockage thermique.

De manière générale, un stockage thermique devient nécessaire lorsque la couverture solaire journalière dépasse les 50% lors d'une belle journée estivale. Un stockage à court terme (quelques heures à quelque jours) est requis pour atteindre des fractions solaires annuelles de 15 à 20%. Si l'on veut dépasser cette fraction solaire, il est alors nécessaire d'installer un stockage thermique plus important. De manière générale, le stockage est chargé lorsque la production de chaleur dépasse la demande du CAD. La décharge est réalisée lorsque la production de chaleur solaire est inférieure à la demande. On considère qu'il faut entre 50 et 100l d'eau équivalent par m^2 de collecteurs pour un stockage diurne. Pour un stockage saisonnier, il faut prévoir entre 3'500 et 5'000l /m^2 de collecteurs [6].

On distingue quatre grandes familles de technologie de stockage thermique [16] :

1. **Accumulateur en eau morte :** ce type de stockage est simple et très répandu [17]. Il s'agit d'une simple cuve en acier ou en béton isolé thermiquement (qui peut être enterré, partiellement enterré ou non enterré). La charge et décharge se fait via un échangeur de chaleur. Ce type de stockage permet d'assurer une bonne stratification thermique. Il existe jusqu'à des volumes de 12'000m^3. La chaleur peut être stockée jusqu'à des températures de 95°C. A ces températures, la chaleur est utilisable directement par les CAD. Pour assurer une bonne stratification thermique, il est nécessaire d'avoir des géométries avec un rapport hauteur sur largeur important. Cela signifie que ce type de stockage peut devenir vite volumineux et encombrant. Le stockage de chaleur dans les accumulateurs est en principe plutôt utilisé comme stock tampon sur des périodes de temps relativement courtes. Une utilisation en stockage saisonnier est aussi possible pour des volumes de chaleur pas trop importants. En effet, le volume maximum atteignable avec ce type de stockage est limité notamment à cause des contraintes mécaniques du sol supportant la cuve.
2. **Stockage en fosse remplie d'eau** [18] **:** cette technologie de stockage utilise toujours l'eau comme caloporteur. Mais dans cette configuration, l'eau est accumulée dans une fosse creusée dans le sol étanchéifié avec une bâche en polymère. Il n'y a pas d'isolation autour de la fosse. Par contre, la surface de cette fosse est isolée par une couverture flottante. La charge et la décharge thermique se fait aussi via un échangeur de chaleur. La chaleur peut être stockée jusqu'à des températures de l'ordre de 95°C. La chaleur est donc aussi directement utilisable par les CAD. Ce type de stockage peut atteindre des volumes de plus de 50'000m^3[17]. Il est en principe utilisé pour un stockage saisonnier de la chaleur.
3. **Stockage géothermique avec sondes :** le stockage géothermique avec sondes utilise un champ de sondes de 30 à 200 mètres de profondeur à travers lesquelles un fluide caloporteur est circulé (principalement eau) pour charger le terrain avec la chaleur excédentaire (en particulier en été). Lors de la décharge de chaleur, la chaleur est extraite du sol en faisant circuler un fluide caloporteur. Il est possible, avec les bonnes caractéristiques du terrain et configuration de sondes adaptée, de stocker de la chaleur jusqu'à 80°C à des coûts compétitifs. Il est aussi possible d'ajouter une pompe à chaleur (PAC) pour décharger le stockage en dessous de la température du CAD, et ainsi augmenter la densité énergétique du stockage. Les conditions géologiques adéquates pour ce type de stockage sont les sols rocheux ou les sols saturés en

eau avec peu ou pas d'écoulement souterrain[8]. Lorsque les conditions pour un stockage à haute température ne sont pas réunies, il est possible tout de même d'avoir un stockage à des températures inférieures à 20°C en combinaison avec une PAC pour élever le niveau de température. Par contre, la faisabilité technique ainsi que les performances thermiques de ces stockages dépendent beaucoup du type de terrain. En outre, il est souvent nécessaire d'ajouter un stock tampon pour absorber les demandes de pic. Finalement, ce stockage géothermique peut nécessiter de longues périodes de temps avant d'être opérationnel (jusqu'à plusieurs années).

4. **Stockage thermique en aquifères**[19] : cette technologie de stockage utilise les nappes aquifères pour stocker la chaleur. Un système de stockage thermique en aquifère est constitué de deux puits espacés capables de puiser de l'eau directement dans une nappe aquifère. Lors de la charge du système, l'eau contenue dans la nappe aquifère est pompée via un puit « froid ». L'eau est réchauffée en surface et injectée dans un puit chaud situé à distance du puit froid pour éviter tout mélange des flux chauds et froids. Lors de la décharge du stock, les flux sont inversés. Les niveaux de température requièrent la plupart du temps l'utilisation d'une PAC pour conditionner la chaleur extraite au niveau de température requis (sauf éventuellement dans les aquifères de grandes profondeurs). Cette technologie de stockage présente d'importantes contraintes de mise en œuvre. Il faut en effet disposer, à proximité de la source de chaleur à stocker et du consommateur, d'une nappe aquifère dans laquelle l'eau circule très peu (pour éviter les pertes). Il faut en outre obtenir une autorisation des autorités publiques responsables de la gestion de l'eau potable. Ce type de stockage thermique permet aussi de produire du froid en saison estivale.

Le choix du type de stockage dépendra de nombreux facteurs : taille du stock, niveau de température du CAD, caractéristiques géologiques du terrain. Le Tableau 2, ci-dessous, donne une comparaison de ces différentes technologies de stockage thermique. Pour les lecteurs désirants approfondir ce sujet, des éléments permettant de choisir et de dimensionner le stock thermique sont disponibles dans la référence [16].

	Cuve en eau morte	Stockage en fosse remplie d'eau	Stockage géothermique avec sondes	Stockage en aquifère
Densité de stockage	++ (60-80kWh/m^3)	++ (30-50kWh/m^3)	- (15-30kWh/m^3)	+ (30-40kWh/m^3)
Coût	++	+	-	-
Température	++	++	+	+
Complexité de mise en oeuvre	++	+	--	-
Durée du stockage	De journalier à annuel	Mensuel à annuel	Mensuel à annuel	Mensuel à annuel

Tableau 2 Comparatif des différentes technologies de stockage thermique qui peuvent être associées à des CAD solaires

3.7 Coût des systèmes :

Les coûts d'installations solaires thermiques couplées à un CAD varient énormément en fonction notamment du site de l'installation, de la surface de collecteurs solaires thermiques et du pays où est

8 http://task45.iea-shc.org/data/sites/1/publications/IEA_SHC_Task45_B_Report.pdf consuté le 4.12.2020

localisé le champ solaire. Les coûts les plus faibles sont reportés pour les grands systèmes montés au sol avec des surfaces allant de 5'000 à 20'000m^2. Pour ces systèmes, des coûts spécifiques allant de 200 à 300€/m^2 sont reportés (y compris stockage)[20]. Les coûts pour des grands systèmes (jusqu'à 5'000m^2) montés en toiture sont environ le double avec des coûts allant de 500 à 1000€/m^2. Ces coûts comprennent le matériel ainsi que le montage et le stockage journalier.

Le marché en Suisse pour la chaleur solaire est connu de longue date comme étant particulièrement peu compétitif. Des coûts d'installation près de trois fois plus importants sont reportés comparé à l'Autriche pour de système de production d'eau chaude sanitaire, avec des coûts spécifiques de 2'200€/m^2 en Suisse par rapport à 800€/m^2 en Autriche[21]. Des études récentes de coûts ont été réalisées sur des grands systèmes solaires thermiques, notamment avec un projet mené par le SPF[9] sur le potentiel de la chaleur solaire pour les CAD du canton de StGall et le projet Sol-Ind Swiss[10] sur le potentiel de la chaleur solaire pour des applications industrielles en Suisse. Ces projets ont permis de reporter des coûts spécifiques sans subvention allant de 500CHF à 1'000CHF/m^2 pour des installations ayant des surfaces de 300 à 1'500m^2 sur toiture (la plupart du temps de bâtiments industriels). Cela montre que sur les gros systèmes, les coûts spécifiques suisses du solaire thermique sont complétement compétitifs avec les coûts observés dans le reste l'Europe. Ces chiffres sont très favorables pour le développement d'une filière chaleur solaire pour les CAD en Suisse.

3.8 Régulation et contrôle commande du CAD et de la boucle solaire

Pour tout grand champ solaire, il est recommandé de bien ajuster le débit dans chaque branche de l'installation pour maximiser la performance globale. Celui-ci doit varier de maximum +/-10 % (VDI 6002). Pour ce faire, on utilise soit une boucle de Tichelmann, des vannes de régulation non actives, ou alors des vannes de régulation actives capables de réguler le flux sur toute la gamme de travail du champ solaire.

Le risque de gel du fluide caloporteur peut être éliminé soit en ajoutant du glycol, ou alors en forçant la circulation dans les périodes à risque. Il est alors possible d'utiliser soit un chauffage auxiliaire, ou de prélever de la chaleur du CAD pour maintenir le circuit solaire hors gel.

Autre point critique, le champ solaire est soumis à d'importantes variations de température. Il est, par conséquent, important de prévoir des éléments capables d'absorber la dilatation des conduites.

Pour la régulation du débit dans le champ solaire connecté à un CAD, il existe principalement deux cas de figure :

1. **Injection R/R ou A/A :** le débit est à priori maintenu constant dans le champ solaire. L'injection est déclenchée lorsque la température dépasse une certaine température et que l'irradiation solaire est suffisante.
2. **Injection R/A** : le débit est varié afin de réguler la température de sortie du champ à une température supérieure d'un nombre de °C à la température d'injection. L'injection n'est déclenchée que si la température du champ et l'irradiation solaire sont suffisantes.

Au niveau de l'échangeur de chaleur installation solaire thermique/CAD, on utilise une température de pincement de 3 à 6°C pour le dimensionner.

[9] Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen. I. Mojic, F. Ruesch, M. Haller. 2017

[10] https://energeiaplus.com/2019/07/18/le-solaire-thermique-pour-economiser-de-lenergie-dans-lindustrie

4 Facteurs favorisant l'intégration du solaire dans les CAD en Suisse

Cette partie donne une liste ainsi qu'une brève discussion des facteurs favorisant ou excluant l'intégration d'une installation du solaire thermique dans un CAD. Ces différents facteurs pourront ensuite être utilisés dans la suite du projet SolCAD pour réaliser les tâches suivantes :

1. Evaluation du potentiel actuel et futur de la chaleur solaire dans les CAD en Suisse : un screening top down des CAD existants et des CAD à construire sera réalisé en utilisant les facteurs favorisant l'intégration de la chaleur solaire.
2. Définition des archétypes de CAD SolCAD : ces différents facteurs seront aussi utilisés afin de définir des typologies CAD prometteurs pour un couplage avec une installation solaire thermique.
3. Evaluation des cas d'étude : ces critères seront appliqués à chaque cas d'étude afin d'identifier son adéquation vis-à-vis de l'intégration d'un système solaire.

Afin d'identifier les différents facteurs favorisant l'intégration de la chaleur solaire dans les CAD, une approche basée sur des familles de critères/facteurs a été sélectionnée. Cette approche permet de garantir une identification exhaustive de ces différents facteurs et critères. Trois familles ont pu être identifiées. Ces trois familles sont décrites ci-dessous.

4.1 Caractéristiques du CAD et des preneurs de chaleur

Dans cette première catégorie, on distingue plusieurs critères et facteurs ayant une influence importante sur la capacité d'un CAD donné à être couplé à une installation solaire thermique avec succès. Une liste et une courte description de ces facteurs sont données ci-dessous :

4.1.1 Densité de demande linéaire et perte de distribution

La demande de chaleur linéaire d'un CAD se définit comme la demande annuelle de chaleur divisée par la longueur du réseau de distribution, incluant les conduites de raccordement. Ce facteur est très important pour caractériser un CAD. En effet, il conditionne à la fois les pertes thermiques du CAD, mais aussi son niveau de rentabilité. Un CAD avec une faible densité de demande de chaleur linéaire engendrera d'importantes pertes thermiques, ainsi que des coûts de distribution élevés (frais de pompage, amortissement sur moins d'utilisateurs…).

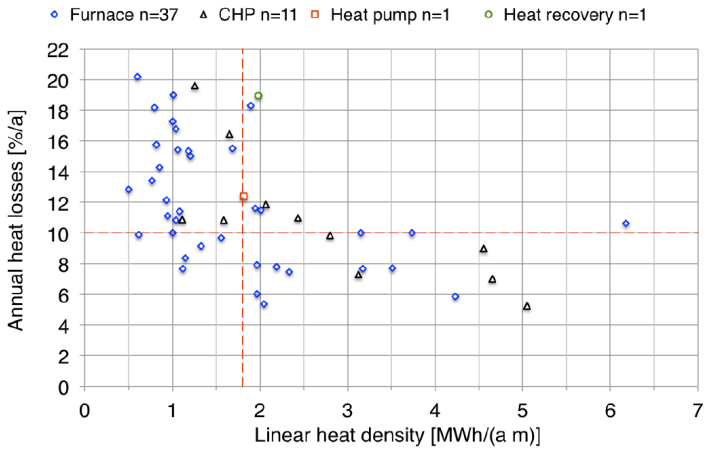


Figure 11 Perte de chaleur annuelle en % en fonction de la densité linéaire de chaleur pour certains CAD suisses (de [22])

La Figure 11 donne le pourcentage de pertes de distribution annuelles en fonction de la densité de demande de chaleur linéaire pour certains CAD en Suisse (non exhaustif). Cette figure confirme que plus la densité de demande de chaleur linéaire est importante plus les pertes de distribution seront faibles.

Dans les systèmes actuels, on considère que la densité de demande chaleur doit être supérieure à 1.8MWh/an/m[22] et la perte annuelle de chaleur inférieure à 10% afin d'atteindre de bons niveaux de rentabilité. On remarque que seul une petite partie des CAD en Suisse respecte ces deux critères.

Pour l'intégration de chaleur solaire, il est important de favoriser les CAD avec les plus faibles pertes de distribution ainsi qu'avec les plus grandes densités de demande de chaleur. En effet, la chaleur solaire demeure encore relativement coûteuse en Suisse, il est donc important de l'intégrer en priorité dans des réseaux ayant de bonnes performances pour la distribution de chaleur. Si le CAD présente une densité plus faible ou des pertes élevées, une rénovation ou optimisation du réseau est à réaliser en priorité avant l'ajout d'un éventuel système solaire.

Pour le projet SolCAD, il est proposé d'utiliser les critères suivants pour l'évaluation de CAD existants :

Critères	A exclure	Favorable	Très favorable
Perte de chaleur annuelle	>20%	Entre 10% et 20%	< 10%
Densité de demande linéaire	<0.5MWH/an/m	Entre 0.5 et 2 MWh/an/m	> 2 MWh/an/m

Tableau 3 Critères de sélection pour identifier les CAD potentiellement intéressants pour un couplage avec une installation solaire thermique

Il est aussi important lors d'une analyse de prendre en compte l'évolution de la densité de demande et des pertes de distribution à moyen/long terme. En effet, avec les mesures de rénovation et d'efficacité énergétique, il est attendu que la densité de demande linéaire baisse dans le futur et que les pertes annuelles de chaleur augmentent. Les critères de sélection présentés dans le tableau ci-dessus pourraient donc être amenés à être adaptés pour le futur.

4.1.2 Demande de chaleur mensuelle

La quantité de chaleur injectée et/ou vendue à travers le CAD est aussi un critère important. Pour qu'un CAD soit favorable pour être couplé à une installation solaire thermique, il est nécessaire que la demande de chaleur estivale soit suffisamment importante par rapport au reste de l'année. En effet, c'est cette demande de chaleur estivale qui définira la taille du champ solaire ainsi que la quantité de chaleur solaire injectable dans le CAD sans stockage saisonnier. Dans un CAD alimentant uniquement des bâtiments d'habitation, la demande estivale correspond à la demande de chaleur nécessaire pour la production d'ECS.

La demande de chaleur pour le chauffage dépend beaucoup de son année de construction. La Figure 11 (propre calcul à partir des données de l'office fédéral de la statistique) donne la variation de la demande de chaleur pour le chauffage des bâtiments en fonction de leur année de construction. Cette figure montre que la demande varie de l'ordre de 400MJ/m^2/an pour les bâtiments sans isolation construits juste après la deuxième guerre mondiale à 100-150MJ/m^2/an pour les bâtiments plus récents. Suite à l'introduction du nouveau modèle de prescription énergétique des cantons en 2014 (MoPEC 2014), les nouveaux bâtiments d'habitation collectifs en Suisse doivent avoir un besoin de chauffage de l'ordre de 55MJ/m^2/an. Dans la réalité, on constate souvent un écart important entre la demande de chauffage visée et la demande de chauffage réelle observée lorsque le bâtiment est en exploitation (« performance gap »).

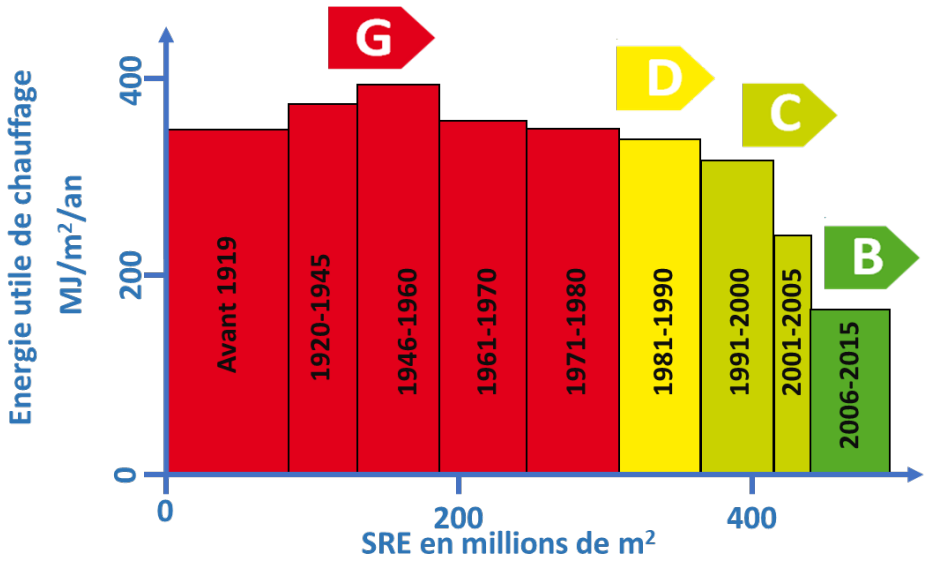


Figure 12 Demande de chaleur annuelle pour le chauffage des bâtiments en fonction de leur année de construction (calcul à partir de données de l'office fédéral de la statistique)

Concernant la demande de chaleur pour la production d'eau chaude sanitaire, une étude récente de l'Université de Genève a montré que la demande moyenne s'élève à ~120MJ/m^2/an. Cette même étude a reporté une importante disparité de consommation de chaleur pour la production d'ECS entre différents bâtiments.

Ces différents éléments permettent de calculer le rapport de la consommation de chaleur pour la production d'ECS chauffage et pour leur chauffage. Ce rapport varie entre 25% pour les bâtiments les moins énergivores et 75% pour les bâtiments répondant aux dernières normes thermiques en vigueur en Suisse (MoPEC 2014). En fonction des années de construction des bâtiments connectés à un CAD, on constate donc que la proportion de la consommation estivale de chaleur par rapport à la consommation annuelle sera plus ou moins importante.

Comme l'ont montré deux projets de recherche suisses[11,12], les installations solaires thermiques ont des coûts spécifiques qui diminuent fortement avec leur taille (économie d'échelle importante). Les deux projets cités plus haut démontrent que les coûts de chaleur solaire deviennent intéressants pour des installations d'une surface de 200m^2 au minimum. Afin de pouvoir bénéficier de ces économies d'échelle, il est important que la consommation estivale du CAD soit suffisante pour absorber la chaleur produite par 200m^2 de collecteurs solaires thermiques. Pour garantir cela, il faut estimer, avec la ressource solaire locale, combien de chaleur peut être produite par un champ solaire thermique de 200m^2. Le Tableau 4, ci-dessous, donne une liste des différents paramètres et hypothèses nécessaires pour estimer cette quantité de chaleur par mois.

[11] Projet SOL-IND Swiss - Solare Prozesswärme in der Schweiz (rapport final à télécharger ici)

[12] Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen (rapport final à télécharger ici)

Paramètre	Valeur	Commentaire
Surface minimale (S_{Min}^{ST})	200 m^2	Il y a d'importante économies d'échelle pour les grandes installations solaires thermiques. Au-delà de 500m^2, les économies d'échelle deviennent plus faibles.
Irradiation estivale mensuelle moyenne (Irr_{Mens})	170 kWh/mois/m^2	Irradiation mensuelle moyenne mesurée sur juin, juillet et août sur un plan à 45° orienté sud. La valeur présentée ici est pour Genève.
Efficacité mensuelle moyenne du champ solaire (Eff_{Mens})	50%	Cette valeur provient d'un retour d'expérience Danois [23]
Consommation d'ECS spécifiques	33.9kWh/m^2/an ou 122MJ/m^2/an	Cette valeur provient d'une étude de l'Université de Genève [24]

Tableau 4 Paramètres utilisés pour calculer la consommation thermique estivale minimale d'un CAD justifiant un couplage avec une installation solaire thermique

En reprenant les chiffres donnés dans le tableau ci-dessus, il est possible d'estimer la consommation minimale Q_{Min}^{Est} que doit avoir un CAD en saison estivale afin de pouvoir absorber la chaleur produite par un champ solaire thermique ayant une surface minimale de S_{Min}^{ST} =200m^2 :

$$Q_{Min}^{Est} = S_{Min}^{ST} \times Irr_{Mens} \times Eff_{Mens} = 17'000\ kWh/mois$$

En faisant l'hypothèse que cette chaleur n'est utilisée que pour la production d'ECS, cela représente une surface ~6'000m^2 de bâtiment connectée au CAD.

Le tableau suivant reprend cette approche pour différentes surfaces d'installations solaires :

Critères	A exclure	Favorable	Très favorable
Consommation mensuelle minimale du CAD en été	<17'000kWh/mois	Entre 17'000 et 85'000kWh/mois	>85'000kWh/mois
Surface minimale de bâtiment d'habitation connecté	<6'000m^2	Entre 6'000 et 30'000m^2	>30'000m^2

Tableau 5 Critères de sélection des CAD pour un couplage avec une installation solaire thermique basés sur la consommation de chaleur en été

4.1.3 Température de distribution (aller et retour)

Les températures de distribution aller et retour sont des paramètres clés essentiels pour favoriser l'intégration d'une installation solaire thermique. En effet, l'efficacité d'un champ solaire thermique est fortement dépendante de la température à laquelle il fonctionne. Ce rendement a tendance à diminuer fortement lorsque la température d'opération augmente : pour des collecteurs plans performants, le rendement passe de 60% à 70°C (40° au-dessus de l'ambiant) à 40% à 110°C (80°C au-dessus de l'ambiant). Cette baisse de rendement renchéri fortement le coût de la chaleur solaire : dans l'exemple précédent, le coût de la chaleur solaire serait en tout cas plus de 30% plus élevé pour une température d'opération de 110°C par rapport à une température d'opération de 70°C.

Paramètre	A exclure	Favorable	Très favorable
Température aller estivale	>90°C	Entre 60 et 90°C	< 60°
Différence de température aller/retour	<10°C		

Tableau 6 Critères de sélection pour identifier les températures de distribution de CAD compatibles avec l'intégration de chaleur solaire

a. Stockage présent

Certaines technologies de chaufferie nécessitent l'utilisation d'un stock de chaleur tampon. Ce stock est en principe utilisé pour lisser le fonctionnement de la chaufferie et absorber les pointes de demande. Il est très souvent dimensionné pour stocker l'équivalent de quelques heures à un jour de demande de chaleur. Les chaufferies à bois ont des dynamiques de fonctionnement relativement lentes. Cela les empêche de suivre la demande, surtout en cas de pic. Un stock permet de passer ces pics sans pour autant forcer la chaudière à changer de régime trop rapidement. Il peut aussi être important de stocker de la chaleur sur de plus longues périodes de temps (stockage saisonnier). Cela peut être le cas lorsque de la chaleur fatale est utilisée (usine d'incinération des déchets). Ce type de stockage est peu répandu en Suisse, à la connaissance des auteurs du présent document. Un seul projet est en cours de réalisation, dans la ville de Berne. La chaleur de l'usine d'incinération excédentaire en saison estivale sera stockée dans la roche à une profondeur d'environ 500m à une température supérieure à 100°C.

La présence d'un stock peut faciliter l'intégration de chaleur solaire thermique. Ce critère est néanmoins non rédhibitoire. En effet, suite à l'intégration de chaleur solaire, il est en général plus efficace de prévoir un stock de chaleur dimensionné et optimisé en fonction à la fois de la ressource solaire et du profil de demande de chaleur.

4.1.4 Coût de distribution et perte thermique du CAD

Le coût de distribution peut varier fortement d'un CAD à l'autre [25]. Il est lié à différents facteurs, comme la différence de température entre aller et retour ou aux pertes de chaleur du CAD. Ces coûts de distribution restent en principe les mêmes après le couplage d'un CAD avec un champ solaire thermique. C'est donc un paramètre qui n'a pas d'influence pour déterminer si un CAD donné est favorable ou non à un couplage avec une installation solaire thermique.

Par contre, les pertes de réseau ou l'efficacité de distribution peuvent avoir un impact important sur la capacité d'un CAD à être couplé avec un grand champ solaire. En effet, en été la consommation de chaleur peut être quatre à cinq fois plus petite qu'en hiver. Cela engendre des pertes de distribution importantes (parfois supérieure à 50%). Il faut par conséquent en moyenne injecter 2 kWh dans le CAD pour pouvoir en consommer un. Du coup, le gain financier (si coût de la chaleur solaire < coût chaleur CAD) est deux fois plus important. Ce phénomène peut améliorer la rentabilité de la chaleur solaire.

4.2 Technologie de chaufferie actuelle

Cette deuxième famille de critères et de facteurs caractérise le producteur de chaleur du CAD d'un point de vue technique et économique.

Dans cette deuxième catégorie, il existe aussi plusieurs critères et facteurs qui influencent la capacité d'un CAD donné à absorber la chaleur produite par un champ solaire thermique. Une liste et une courte description de ces facteurs sont données ci-dessous :

4.2.1 Type de producteur de chaleur

Il existe de nombreuses technologies de production de chaleur pour les CAD. On distingue essentiellement les catégories suivantes :

1. **Chaudières à combustible fossile :** encore bien présentes en Suisse. Ces chaudières à gaz ou à mazout sont peu chères, fiables et relativement facilement modulables. Leur coût d'exploitation est par contre très dépendant du coût des énergies fossiles. En Suisse, cette famille de brûleurs est souvent opérée pour satisfaire les demandes de pointes et comme secours en complément d'un autre producteur de chaleur. De plus, avec la stratégie énergétique de la Suisse, les chaudières à mazout sont vouées à être remplacées.
2. **Chaudières biomasse :** cette technologie s'est fortement développée depuis une vingtaine d'année en Suisse, en particulier pour les petits CAD en zone rurale ou périurbaine. Elle est basée sur la combustion de bois (plaquettes forestières ou pellets). Cette technologie nécessite des investissements importants. Les coûts opératoires sont en principe plus faibles (coût de la biomasse). Les brûleurs bois ont par contre d'importantes contraintes opératoires : ils ne sont pas facilement modulables et ont des dynamiques de changement de régime lentes (importante inertie). En outre, ils tolèrent assez mal des températures de retour trop faibles (choc thermique).
3. **Chaleur fatale :** la chaleur fatale issue de l'industrie peut aussi être utilisée comme source de chaleur pour alimenter les CAD. En Suisse, il s'agit en très grande majorité de chaleur provenant d'incinérateur de déchets. Cette catégorie se caractérise par des prix de chaleur très faibles, voir nuls. Cette technologie a aussi des contraintes opérationnelles fortes. En principe, l'opérateur du CAD ne peut pas moduler la production de chaleur. La chaleur non livrée par le CAD doit donc être dissipée. Ce qui peut engendrer des coûts. En principe, cette catégorie de producteur de chaleur n'est pas favorable pour un couplage avec une installation solaire thermique. En effet, cela reviendrait à mettre en compétition deux sources de chaleur renouvelables (qui se caractérise par une part de CAPEX sur le coût de production prépondérante).
4. **PAC et chaleur de l'environnement :** cette dernière catégorie est plus récente et équipe une part importante des CAD récemment développés en Suisse. Le principe est d'utiliser la chaleur de l'environnement (géothermie, chaleur de l'air ou des lacs et nappes phréatiques) ou des rejets thermiques à basse température (STEP, industrie et procédé de réfrigération) comme source froide pour une PAC. Ce concept a été développé initialement avec une PAC centralisée. Il existe maintenant quelques CAD fonctionnant avec des PAC décentralisées.

Les CAD utilisant de la chaleur renouvelable (biomasse ou chaleur de l'environnement) disposent souvent d'un producteur de chaleur fossile pour assurer les pointes et améliorer la fiabilité de la production de chaleur. Pour certains de ces CAD, il arrive que le producteur de chaleur renouvelable soit stoppé en été, car le volume de chaleur distribuée est beaucoup plus faible qu'en saison de chauffage. Cela force les chaufferies à fonctionner en charge très partielle.

Lorsque l'on intègre une installation solaire thermique dans un CAD existant, la chaleur solaire produite entrera en compétition avec le producteur de chaleur initial. Il est donc essentiel de s'assurer que cette compétition peut offrir un gain économique à l'opérateur du CAD, en plus du gain environnemental. Dans le cas de la chaleur fatale mentionnée plus haut, l'injection de chaleur solaire empêche de valoriser cette chaleur fatale dans le CAD. L'opérateur du CAD ne pourra donc pas facturer cette chaleur fatale non livrée. Il faudra en plus payer pour dissiper la chaleur fatale non valorisée. Cela explique pourquoi il est fortement déconseillé de coupler chaleur fatale et chaleur solaire dans un CAD.

Ces quelques considérations montrent qu'il est important de prendre en compte le ou les types de producteur/s de chaleur (en particulier en saison estivale) pour pouvoir déterminer si l'injection de chaleur solaire apporte un bénéfice pour un CAD donné. Le tableau ci-dessous donne l'intérêt de l'intégration d'un champ solaire thermique en fonction du producteur de chaleur principal d'un CAD :

Technologie de chaufferie	A exclure	Favorable	Très favorable	Commentaires
Chaudière à gaz			X	Fortement dépendant du prix de mazout
Chaudière à mazout			X	Fortement dépendant du prix du gaz
Chaudière à pellet			X	Considéré par projet SDH comme très intéressant
Chaufferie à plaquette		X	X	Considéré par projet SDH comme très intéressant
Chaleur fatale	X			Compétition entre énergies renouvelables donc à éliminer
Chaleur environnement centralisée		X	X	Aucune étude à priori sur ce concept.
Chaleur environnement décentralisée		X	X	Aucune étude à priori sur ce concept.

Tableau 7 Critères de sélection pour identifier les technologies de chaufferie de CAD favorisant l'intégration de chaleur solaire

4.2.2 Coût de production de chaleur et structure de coût

Le coût de vente de la chaleur solaire peut être décomposé en trois différentes catégories :

1. **Coûts de production de la chaleur :** cette catégorie de coûts comprend à la fois les frais d'exploitation et de maintenance de la chaufferie (Opex), mais aussi l'amortissement des infrastructures (Capex). Suivant la technologie de chaufferie utilisée, le rapport entre frais d'exploitation et frais d'amortissement peut changer énormément.
2. **Coûts de distribution de la chaleur :** cette catégorie de coûts couvre les frais d'exploitation et de maintenance, ainsi que les frais d'amortissement des infrastructures (réseau, pompes…) pour la distribution de la chaleur. Le coût des pertes de distribution (qui varie entre 10 et 20% en Suisse) est alloué aux coûts de distribution.
3. **Marge pour couvrir les coûts indirects et générer un bénéfice :** il faut ajouter aux deux catégories précédentes une marge pour financer les coûts indirects (frais administratifs, services supports…) et générer un bénéfice.

Les coûts de la chaleur des CAD en Suisse ont été étudiés et comparés aux coûts de chaleur de pays Européens dans une étude récente [26] (voir Figure 12, ci-dessous). La chaleur des CAD suisses est parmi la meilleure marché comparée aux autres pays Européen. Il est relativement difficile d'expliquer cela étant donné que la Suisse est souvent considérée comme un îlot de cherté en Europe. Le franc suisse s'est particulièrement renforcé par rapport à l'Euro suite à la crise économique de 2008. Cela peut expliquer seulement la baisse du coût de la chaleur à partir de 2010. Une autre explication est que le coût moyen suisse est sûrement calculé en utilisant principalement les gros CAD historiques. Pour ces CAD, les réseaux et les chaufferies ont déjà été bien amortis et ont des conditions favorables d'exploitation (densité de raccordement forte). Du coup, ces gros CAD présentent souvent des coûts de chaleur bien plus faibles que les CAD plus récents, souvent beaucoup plus petits.

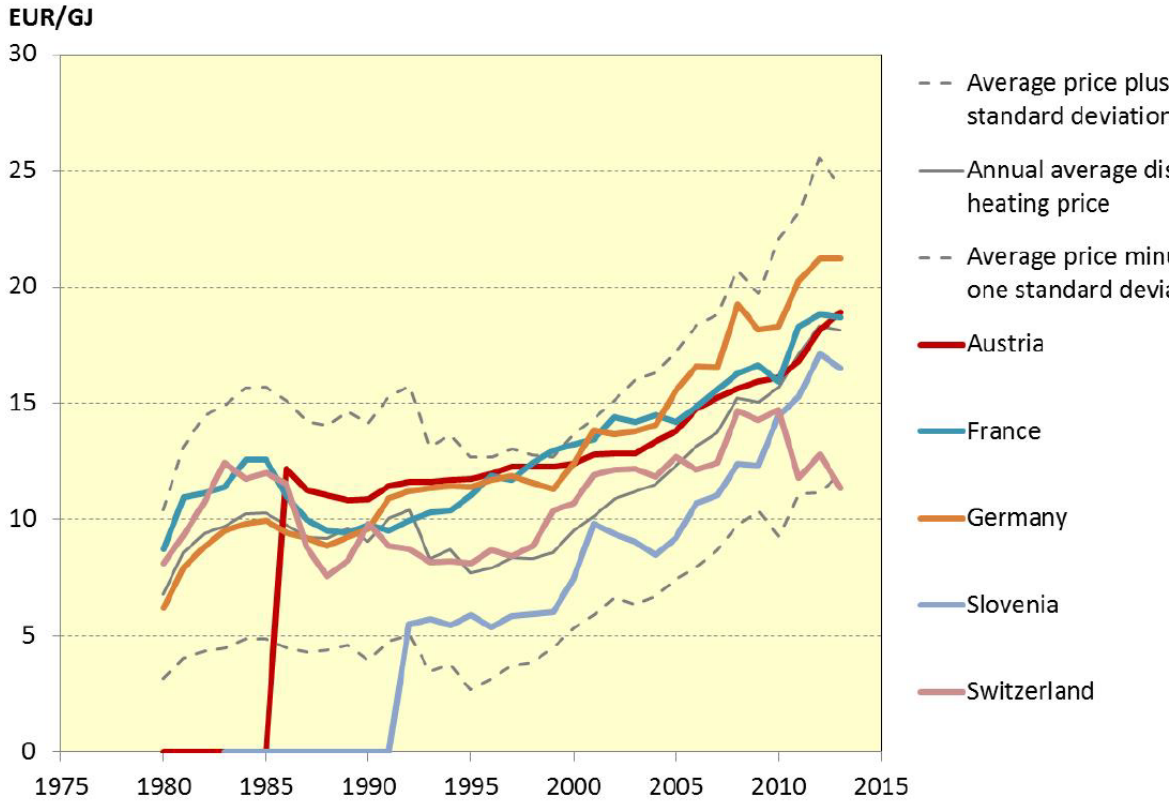


Figure 13 Evolution du coût annuel moyen des CAD pour cinq pays européens et comparaison avec la moyenne européenne [26]

Plus récemment, les responsables du Thermoréseau SATOM SA ont mandaté le bureau d'ingénieur PLANAIR[13] pour comparer les coûts de leur CAD à 6 autres CAD de Romandie (voir figure Figure 13, ci-dessous). On constate sur cette figure qu'il y a d'importantes disparités de coût, et ce même pour des CAD utilisant des technologies de chaufferies similaires. Le coût varie de 11.5ct/kWh à de 20ct/kWh. A noter que ces coûts prennent en compte la taxe de raccordement.

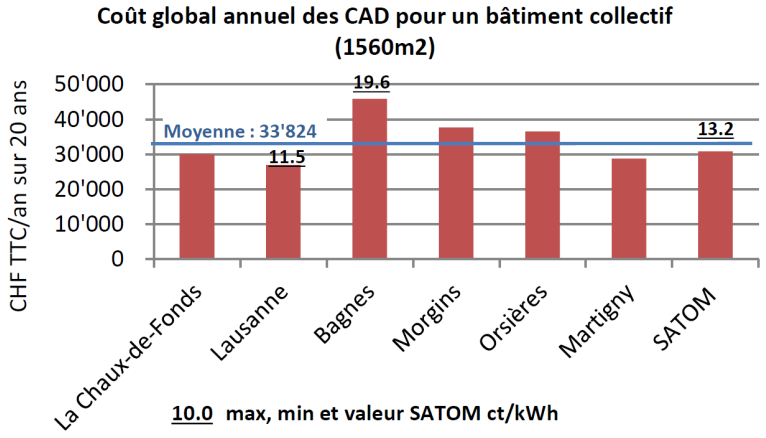


Figure 14 Comparaison des coûts de chauffage pour un bâtiment d'habitation collectif de 1'560m^2 pour différentes CAD de Suisse Romande

[13] Thermoréseau de SATOM SA, Comparaison de prix de chauffage (mise à jour 2018), https://satomsa.ch/userfiles/fichier/thermoreseau/Rapport-comparaison-co%C3%BBt-SATOM-V1.pdf, accédé le 30.04.20

Du côté de la chaleur solaire, une étude suisse récente [27] a estimé le coût de grands champs solaires thermiques connectés à des CAD. Cinq réseaux ont été étudiés en détail. Les coûts du kWh varient de 6.2 à 25.8ct sans subvention et de 2.6ct à 12ct par kWh avec subvention (pour un amortissement sur 25 ans, y compris couplage avec le CAD). Cela rend la technologie solaire thermique compétitive pour 4 des 5 CAD étudiés.

Pour qu'un investissement dans une installation solaire thermique connectée à un CAD soit rentable, il est nécessaire que le coût de production du kWh solaire soit meilleur marché que le coût d'exploitation (frais opérationnels et maintenance) de la chaufferie pour produire un kWh. Les frais d'amortissement de la chaufferie ne sont pas pris en compte, car l'investissement ayant déjà été réalisé, l'amortissement doit se faire que l'on couple ou non une installation solaire thermique.

Le Tableau 8, ci-dessous, donne les gammes de coûts opérationnels de production de chaleur qui sont favorables pour un coupage d'un CAD avec une installation solaire thermique en Suisse.

Critères	A exclure	Favorable	Très favorable
Coûts opérationnels de la chaleur	<5ct/kWh	Entre 5ct et 10ct/kWh	>10ct/kWh

Tableau 8 Critères de sélection pour identifier les coûts d'exploitation de production de CAD compatible avec l'intégration de chaleur solaire

4.2.3 Efficacité de production de chaleur en saison estivale

La demande de chaleur diminue fortement à la saison estivale. Cela a pour conséquence d'augmenter fortement les pertes de chaleur du réseau (jusqu'à 50%). Au niveau de la chaufferie, il est souvent observé qu'une deuxième chaudière plus petite et/ou plus facilement modulable est utilisée en été. Cette chaudière utilise souvent un combustible fossile (gaz ou fioul). Dans certain cas, les chaufferies sont opérées à charge très partielles. Cela peut fortement péjorer les rendements de conversion et donc augmenter les coûts d'opération de la chaufferie. Ce facteur de surdimensionnement estival pourrait représenter une opportunité intéressante pour la chaleur solaire dans les CAD. En effet, les coûts de production étant plus élevés en été (à cause du rendement plus faible ou d'utilisation de vecteur énergétique plus cher), il est plus facile d'atteindre le seuil de rentabilité pour une installation solaire thermique. Il serait donc intéressant de prendre en compte le coût de revient de production de la chaleur d'un CAD lors de la saison estivale afin d'évaluer l'intérêt d'intégrer un champ solaire.

4.3 Potentiel solaire du site

Cette troisième famille de critères et de facteurs caractérise le potentiel solaire du site à proximité du CAD étudié pour accueillir une installation solaire thermique performante. Une liste et une courte description de ces critères/facteurs sont données ci-dessous :

4.3.1 Ressource solaire

La ressource solaire annuelle est un critère très important pour identifier l'intérêt d'un site pour accueillir une installation solaire thermique. En effet, plus le rayonnement global annuel est élevé, plus la productivité spécifique du champ solaire sera élevée. Or, le coût de revient de la chaleur solaire est constitué principalement par l'amortissement des coûts d'investissement. Par conséquent, plus l'irradiation solaire annuelle est élevée, plus le coût de revient de la chaleur solaire est faible. C'est pourquoi il est essentiel de prendre en compte la ressource solaire annuelle afin de déterminer si un site est prometteur pour intégrer une installation solaire thermique.

Critère	A exclure	Favorable	Très favorable	Commentaires
Productivité annuelle spécifique du champ solaire	<400kWh/m²/an	Entre 400 et 500kWh/m²/an	>500kWh/m²/an	Voir [28]
Rendement de conversion annuelle du champ solaire	35%			
Ressource solaire spécifique sur plan des capteurs par an	<1100Wh/m²/an	Entre 1100 et 1400kWh/m²/an	>1400kWh/m²	

Tableau 9 Ressource solaire minimale pour justifier une installation solaire thermique couplée à un CAD

Afin d'avoir une productivité spécifique annuelle de minimum 400kWh/m²/an, il est donc nécessaire de disposer d'une irradiation globale annuelle sur le plan des capteurs d'au moins 1'100kWh/m²/an. Cela est le cas pour la majorité des régions en Suisse. Ce critère ne sera donc important que dans les situations où des ombrages importants sont observés dus à une topographie particulière (montagne).

4.3.2 Surface disponible

Le coût spécifique des installations solaires (matériel, pose et mise en service) présente d'importantes économies d'échelle : plus la surface d'un champ solaire thermique est importante, plus son coût spécifique sera faible (voir Tableau 10, ci-dessous). Cela a été démontré en Suisse par deux études récentes[14]. Par conséquent, il est important de s'assurer que des surfaces suffisamment importantes sont à disposition à proximité d'un CAD donné afin de pouvoir bénéficier de ces économies d'échelle et de produire de la chaleur solaire au prix le plus bas possible.

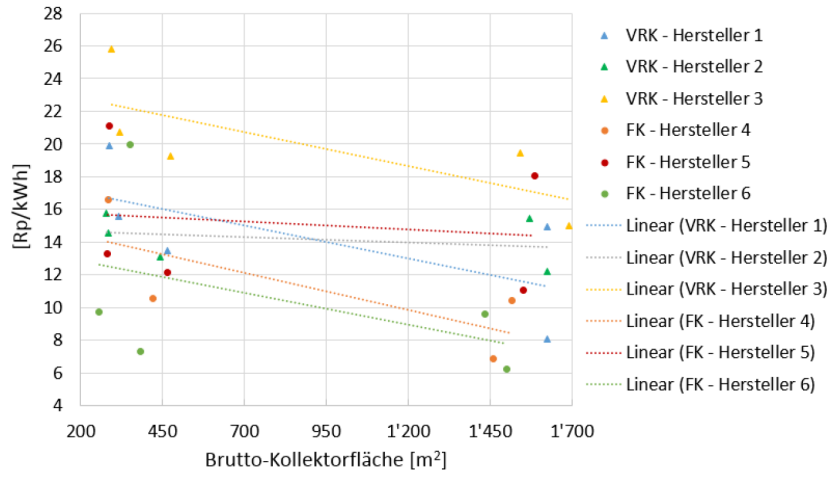


Figure 15 Coût moyen de revient de la chaleur solaire en fonction des surfaces des collecteurs solaires thermiques (d'après [15])

[14] «Projet SOL-IND Swiss - Solare Prozesswärme in der Schweiz » (rapport final à télécharger ici) et « Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen» (rapport final à télécharger ici)

[15] Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen. I. Mojic, F. Ruesch, M. Haller. 2017

Paramètre	A exclure	Favorable	Très favorable	Commentaires
Surface du champ solaire	<200m^2	Entre 200 et 1000m^2	>1000m^2	Les économies d'échelle deviennent intéressantes au-dessus de 200m^2 de surface

Tableau 10 Définition des surfaces minimales à disposition afin de pouvoir profiter d'économies d'échelle sur le coût de l'installation solaire thermique

4.3.3 Distance de chaufferie maximale

La distance entre le champ solaire thermique et le point d'injection dans le CAD est un paramètre important pour définir les pertes d'injection de la chaleur solaire, ainsi que les coûts d'injection. Plus, cette distance est élevée, plus le coût d'injection solaire dans le CAD sera important (pertes thermiques importantes, énergie de pompage élevée…). Il est donc important de s'assurer qu'une surface potentiellement intéressante pour accueillir un champ solaire thermique se situe à une distance raisonnable du point d'injection dans le CAD.

Pour répondre à ce point, il y a deux stratégies possibles :

1. Utiliser la distance maximale présentée dans la tâche IEA SHC 52 (« Solar Thermal and Energy Economy in Urban Environments ») par le projet SDH : distance de 1000m maximum entre le point d'injection et le champ solaire.
2. Utiliser le concept de densité de raccordement radial tel que défini dans le « Livre blanc sur le chauffage à distance en Suisse »[16] pour étudier le potentiel de différentes sources de chaleurs renouvelables. Dans cette étude, les auteurs définissent la densité radiale de raccordement, noté ρ_A^{Min}, comme étant le rapport de la quantité totale de chaleur transitant annuellement par la conduite divisée par la longueur de conduite. La limite inférieure est définie à 1.5MWh/a/m. Cette limite inférieure devrait être adaptée à la baisse pour la chaleur solaire afin de prendre en compte le caractère plus « dilué » de cette énergie renouvelable. Cette approche permet de limiter le coût d'injection de la chaleur à <5ct/kWh. De cette façon, il est possible de définir une distance maximale qui est fonction de ce paramètre et de la production du champ solaire :

$$d_{max} = \frac{Q^{Sol}}{\rho_A^{Min}}$$

Surface de l'installation solaire thermique en m^2	Productivité spécifique du champ solaire en kWh/m^2/an	Distance maximale en m
500	500	**166.7**
1000	500	**333.3**
1500	500	**500.0**

Tableau 11 Distance maximale selon la méthode présentée dans le « Livre blanc sur le chauffage à distance en Suisse » pour différentes surfaces de champ solaire calculé avec un ρ_A^{Min}=1.5MWh/a/m

[16] Livre blanc Chauffage à distance Suisse – Stratégie ASCAD, Hanspeter Eicher, 2014

5 Etat des lieux des CAD existants en Suisse

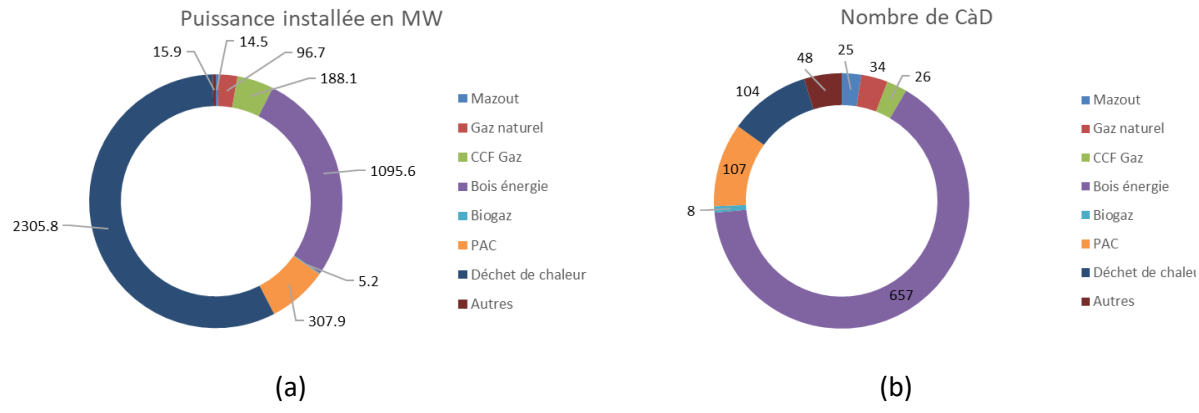
Afin de définir les archétypes de CAD « SOLCAD », il est nécessaire de bien connaître les typologies de réseaux thermiques les plus répandus en Suisse, ainsi que les dernières tendances observées sur les CAD mis en route très récemment. Fin 2019, une base de données des CAD suisses a été compilée par la Haute Ecole de Luzern sous mandat de SuisseEnergie[17]. Cette base de données géolocalisées reporte l'ensemble des CAD existants en Suisse et donnent différentes informations sur ces réseaux thermiques, comme la longueur des conduites de distribution, la date de construction ainsi que la principale source d'énergie utilisée. Une analyse de cette base de données a permis de déterminer quelles sont les principales typologies de réseaux thermiques existants en Suisse. Il est aussi possible, grâce à cette liste, de connaître les dernières grandes tendances observées sur les CAD mis en route récemment. Ce chapitre présente les résultats obtenus à partir de l'analyse de cette base de données.

5.1 Typologies des CAD suisses existants

La base de données qui a été utilisée dans le cadre de cette étude comportait 1009 CAD sur toute la Suisse. Il est important de noter ici que cette base de données ne reporte pas la totalité des CAD existants en Suisse. Les cantons ont parfois compilé de manière indépendante des bases de données peut-être plus exhaustives. Autre importante limitation de cette base de données, il manque des informations de base pour une part importante des CAD reportés (date de mise en service, puissance installée, principal vecteur énergétique). Après élimination des entrées incomplètes, une analyse de la situation actuelle des réseaux thermiques en Suisse a pu être effectuée sur 765 CAD.

Une première analyse sur ces 765 CAD montre que près des deux tiers des CAD actuellement en activité utilisent le bois comme source d'énergie (voir Figure 15, ci-dessous). On trouve ensuite un nombre important de réseaux thermiques utilisant soit la chaleur de l'environnement (avec une PAC), soit des déchets de chaleurs industrielles.

En terme de puissance installée, la très grande majorité des chaufferies utilise les rejets de chaleur, et en particulier la chaleur émise par les Unités d'Incinération des Ordures Ménagères (UIOM) avec près de 60% de la puissance installée dans les CAD en Suisse (voir Figure 15, ci-dessous). Les chaufferies utilisant le bois représentent quant à elles près d'un quart de la puissance installée.



(a) (b)

Figure 16 Répartition du (a) nombre de CAD actuellement en opération en Suisse et (b) de leur puissance cumulée par vecteur énergétique utilisé

[17] Cette base de données est consultable sur le site internet suivant : https://www.energieschweiz.ch/page/de-ch/storymap-thermische-netze, dernière visite le 23.11.20

A partir des données présentées dans la Figure 15, il est possible de calculer la puissance moyenne installée par CAD pour chacun des vecteurs énergétiques (voir Figure 16). Sans surprise, les CAD avec les plus grandes puissances installées sont alimentés par des UIOM avec une puissance moyenne de plus de 22MW. Les CAD utilisant le bois ont quant à eux une puissance installée moyenne beaucoup plus faible avec 1.7MW en moyenne par réseau.

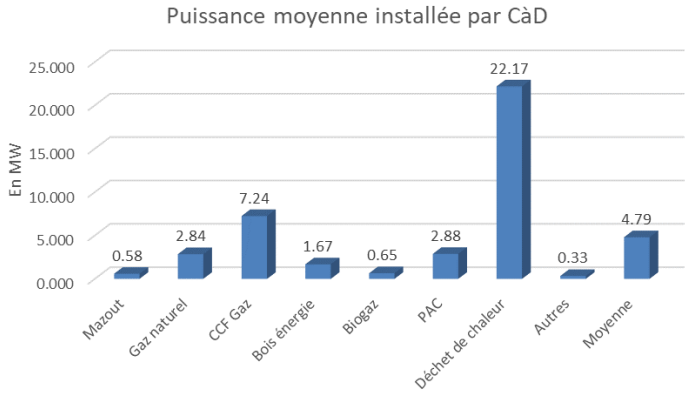


Figure 17 Puissance moyenne installée par CAD pour les principaux vecteurs énergétiques

Cette première analyse montre qu'une des typologies les plus répandues actuellement dans les CAD en Suisse sont des petits réseaux thermiques alimentés avec du bois pour une puissance moyenne de 1.7MW. Ces petits CAD sont probablement en grande majorité localisés en zone rurale ou périurbaine. Ils représentent de bons candidats pour un couplage avec la chaleur solaire.

5.2 Dernières tendances observées

La base de données des CAD suisses a aussi été analysée pour établir qu'elles sont les grandes tendances dans les années récentes. Ces grandes tendances peuvent permettre de définir les archétypes de CAD SOLCAD.

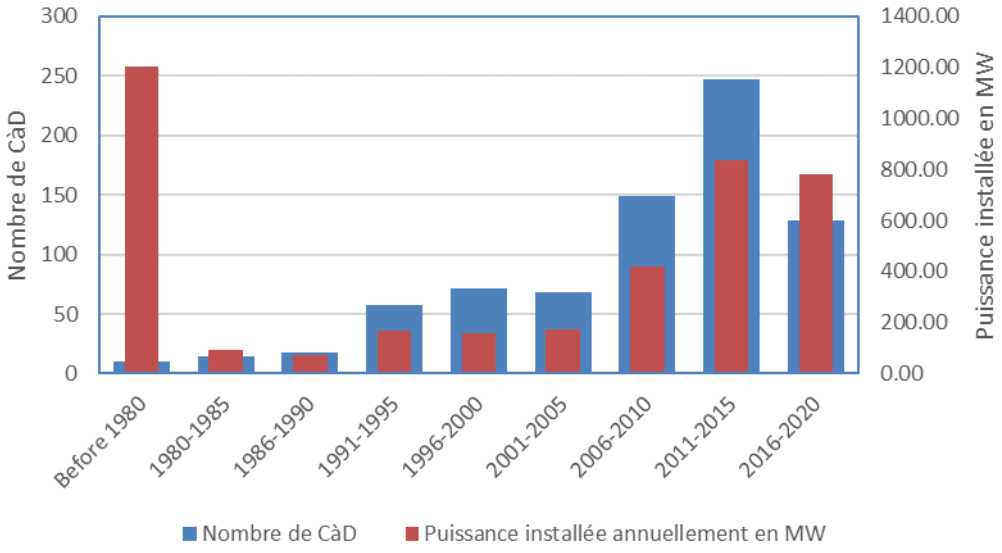


Figure 18 Evolution du nombre de CAD installés et de la puissance installée cumulée

La Figure 17 donne le nombre de CAD installés, ainsi que la puissance installée cumulée en MW pour différentes périodes de temps. Durant les 20 dernières années, le nombre de réseaux thermiques s'est accru de manière quasi exponentielle. On observe juste un léger tassement pour les cinq dernières années. Cela pourrait venir du fait que les installations mises en service récemment n'ont pas encore

été toute répertoriées dans la base de données. Cette tendance devrait à priori se poursuivre dans les années à venir.

La Figure 18, ci-dessous, donne les grandes tendances pour les principaux vecteurs énergétiques utilisés par les CAD en Suisse.

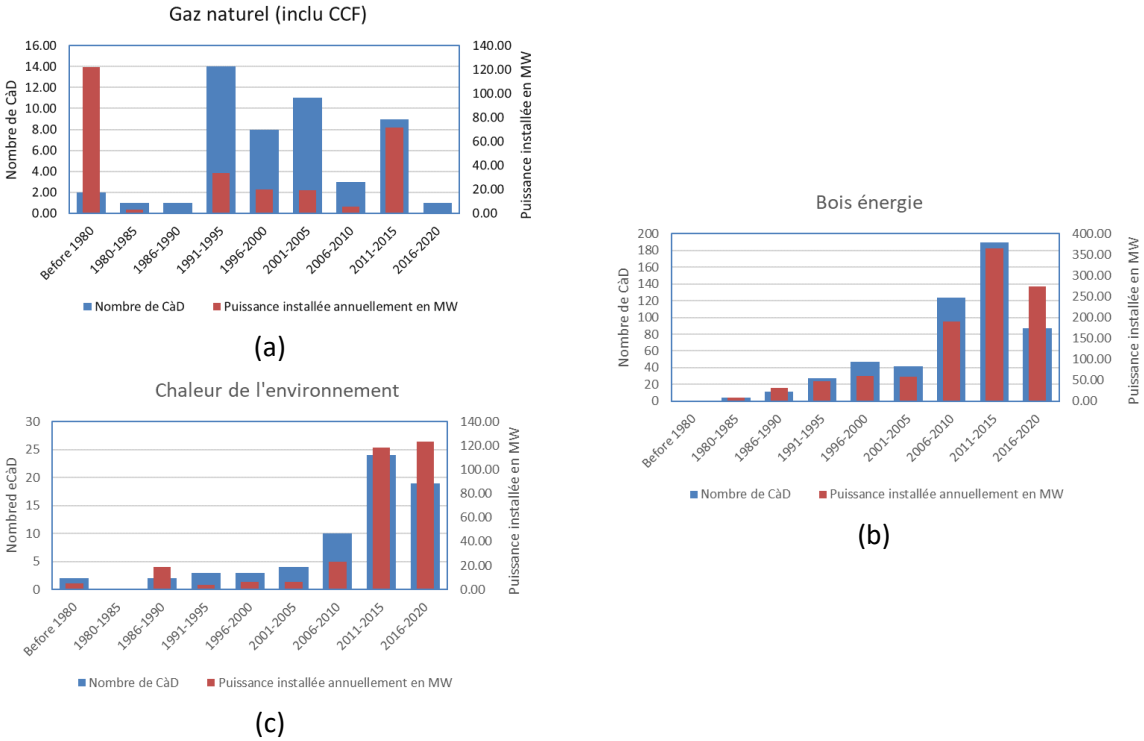


Figure 19 Evolution du nombre de CAD installés et de la puissance installée cumulée en Suisse pour les vecteurs énergétiques suivants : (a) gaz naturel (y compris CCF), (b) bois énergie et (c) chaleur de l'environnement

Ces graphes permettent de distinguer différentes grandes tendances récentes sur les typologies de CAD récemment installés en Suisse. Tout d'abord, les CAD utilisant le gaz naturel comme vecteur énergétique principal sont en voie de disparition (voir Figure 18 (a)). Cela est certainement dû à l'évolution du cadre légal dans les cantons qui imposent pour les bâtiments neufs qu'une part importante des besoins de chaleur soit couvertes par de la chaleur renouvelable. Cette baisse devrait se poursuivre dans les années à venir, car le cadre légal deviendra certainement encore plus strict.

La tendance est complétement inverse pour les CAD utilisant le bois comme vecteur énergétique principal (voir Figure 18 (b)). Pour ces réseaux thermiques, on constate une forte augmentation du nombre de CAD et de la puissance installée cumulée, et ce depuis les années 2000. Cette augmentation est en légère baisse depuis les 5 à 10 dernières années. Cela peut être dû en partie à l'épuisement de la ressource bois dans certaines régions. En effet, la plupart des CAD bois existants se sont imposés d'utiliser la ressource bois à proximité de la chaufferie. Par ailleurs, le nombre de bâtiments chauffés par pellet a aussi fortement augmenté récemment. Il est donc probable qu'à terme, le nombre de CAD installés par an utilisant le bois diminue fortement. D'après les statistiques de l'OFEV, le potentiel bois énergie pour le chauffage était exploité à 65% en 2012. Le potentiel de croissance est donc effectivement en train de diminuer fortement pour les années à venir.

Concernant les CAD utilisant la chaleur de l'environnement[18] (avec PAC), une importante croissance est aussi constatée. Cette croissance a démarré 5 à 10 ans après l'augmentation des CAD bois. Le nombre de CAD utilisant la chaleur de l'environnement a plus que doublé entre la période 2006-2010 et la période 2011-2015. Le potentiel de croissance pour ce type de vecteur énergétique a été récemment confirmé par une étude de potentiel de chaleur renouvelable pour les CAD en Suisse[19]. Dans cette étude, le potentiel futur de la chaleur de l'environnement dans les CAD représente près de 70% du potentiel de chaleur renouvelable (voir Figure 19). Les CAD utilisant la chaleur de l'environnement devraient donc connaître dans un les années à venir une importante croissance.

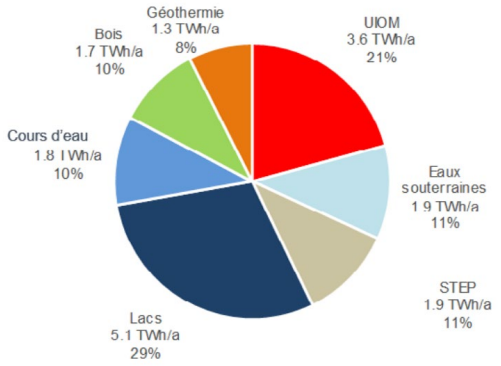


Figure 20 Répartition du potentiel de chaleur renouvelable pour les CAD en Suisse pour différentes sources d'énergies renouvelables (d'après [19])

En conclusion, il est attendu que les petits CAD utilisant le bois comme source d'énergie dominent fortement le paysage des réseaux thermiques en Suisse dans les 5 à 10 années qui viennent. Par la suite, les CAD utilisant la chaleur de l'environnement devraient occuper une part de plus en plus importante dans les CAD en Suisse.

6 Les archétypes de CAD « SOLCAD »

Les « Archétype de CAD SOLCAD » correspondent à des typologies de CAD capables d'être couplés à des installations solaires thermiques. Par ailleurs, ces archétypes SOLCAD doivent correspondre à des typologies de CAD suffisamment répandues en Suisse pour pouvoir bénéficier d'importants facteurs de réplicabilité.

Sur la base des chapitres précédents (« facteurs favorisant l'intégration du solaire thermique » et « Etat des lieux des CAD en Suisse »), il est possible définir deux familles « d'Archétypes de CAD SOLCAD ». Une première famille correspond à la situation actuelle et dans un futur proche (horizon 2025-2030). La deuxième famille d'Archétypes correspond plutôt à la situation future des CAD en Suisse (d'ici 10 à 20 ans). Chacune de ces deux familles d'archétypes SOLCAD est décrite ci-dessous.

6.1 Archétypes « SOLCAD » actuels

Le tableau ci-dessous présente les différents archétypes de CAD identifiés dans le cadre du projet SOLCAD. Ces typologies de CAD correspondent aux CAD les plus fréquemment rencontrés actuellement en Suisse, respectant la plupart des critères d'intégration de systèmes solaires

[18] Les sources de chaleur de l'environnement comprennent ici : les cours d'eau, les lacs, les eaux souterraines, la géothermie et les STEP

[19] Livre blanc Chauffage à distance Suisse – Stratégie ASCAD, Hanspeter Eicher, 2014

thermiques tels que définis au chapitre 4 du présent rapport. Ils représentent de très bons candidats pour un couplage avec une ou plusieurs installations solaires thermiques

Les CAD utilisant le bois sont actuellement les plus répandus en Suisse. Ils représentent environ les deux tiers des CAD actuellement en activité. Ces CAD basés sur la combustion du bois sont de taille petite à moyenne et localisés en zone rurale ou périurbaine. Ils devraient donc en principe pouvoir bénéficier d'importantes surfaces à disposition à proximité de la chaufferie pouvant accueillir des installations solaires thermiques. Par ailleurs, le coût de production de la chaleur de ces CAD est constitué principalement par le coût de la biomasse. Dernier point important, actuellement en Suisse les deux tiers de la ressource bois est utilisée. L'apport d'une autre source de chaleur renouvelable représente donc une intéressante opportunité pour concentrer l'utilisation de la chaleur générée par la combustion du bois lors de la saison de chauffage. Pour toutes ces raisons, le premier archétype SolCAD retenu est un CAD petit à moyen, localisé en zone urbaine ou périurbaine, et utilisant le bois (plaquettes ou pellets) comme vecteur énergétique (voir définition dans le Tableau 1, ci-dessous).

Le deuxième archétype SolCAD retenu est un CAD moyen à grand, localisé en zone périurbaine et urbaine, utilisant un vecteur énergétique fossile (gaz naturel ou mazout). Ces CAD sont assez peu répandus en Suisse. Ils ont néanmoins été intégrés dans les archétypes SOLCAD car ils ont un coût de production de la chaleur assez élevé. Par ailleurs, l'intégration de chaleur renouvelable dans ces CAD réduira les émissions de gaz à effet de serre et donc les taxes CO_2. Ce dernier point améliore la compétitivité financière de la chaleur solaire. De plus, le coût de production de la chaleur de ces CAD fossiles est très dépendant du coût du gaz ou du mazout. Or, ces deux vecteurs énergétiques ont un prix hautement fluctuant. L'intégration de chaleur solaire, qui possède un prix constant de la chaleur, permet de limiter l'impact de la volatilité des coûts des énergies fossiles sur le coût de la chaleur. Ce deuxième archétype SolCAD est décrit dans le Tableau 1, ci-dessous.

	Archétype 1 - CàD bois énergie		**Archétype 2 - CàD énergie fossile**		
	CàD à pellet	CàD à plaquette	CàD au gaz naturel	Gaz naturel avec CCF	CàD à mazout
Vecteur énergétique	Pellets	Plaquette forestière	Gaz naturel	Gaz naturel	Mazout
Température de départ	70-80°C		70-80°C		
Demande de chaleur estivale	> 42.5MWh/mois		> 42.5MWh/mois		
Surface équivalente de bâtiments connectés	>15'000m2 de SRE		>15'000m2 de SRE		
Localisation du CàD	Rural ou péri urbain		Péri urbain ou urbain		
Puissance souscrite	0.5-3MW		1MW-8MW		
Type de couplage du solaire thermique	Centralisé ou décentralisé		Centralisé ou décentralisé		
Part du solaire thermique durant l'été	50% à 100%		10% à 100%		

Tableau 12 Caractéristiques des archétypes SOLCAD pour les CAD existants

6.2 Archétypes « SOLCAD » futurs

La deuxième famille d'archétypes SOLCAD correspond aux CAD qui seront construits à moyen terme. Comme l'analyse des CAD existants actuellement en Suisse l'a montré, les CAD utilisant la chaleur de l'environnement sont en forte croissance depuis les 5 à 10 dernières années. Par ailleurs, une étude récente a confirmé l'énorme potentiel de la chaleur de l'environnement pour les CAD en Suisse. Les sources de chaleur prises en compte sont les suivantes : géothermie, eau de lac, de rivière ou de nappe phréatique, rejet de chaleur de STEP. Toutes ces sources de chaleur sont à relativement basse température (< 20°C). Elles nécessitent donc l'utilisation d'une PAC pour remonter le niveau de température. Pour intégrer les PAC, il existe deux typologies possibles (voir Figure 20) :

1. Intégration d'une PAC centralisée avec distribution de chaleur par le CAD à haute température
2. Distribution de chaleur à basse température (source froide) et intégration de PAC de manière décentralisée

A noter que la typologie décentralisée est parfois appelé **réseau d'anergie**.

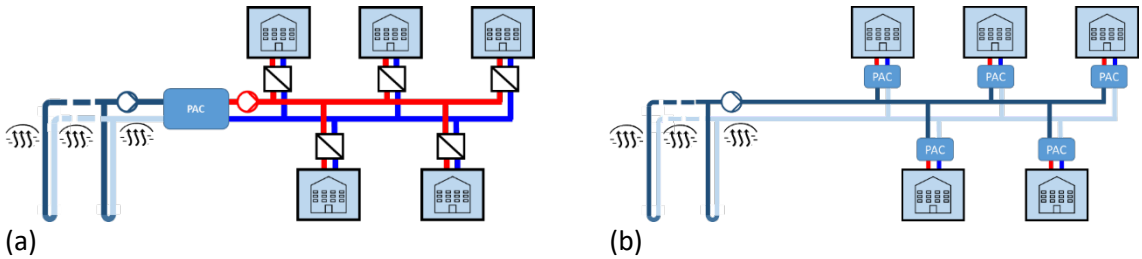


Figure 21 Les deux typologies possibles pour des CAD utilisant la chaleur de l'environnement de type géothermie : (a) typologie centralisée, (b) typologie décentralisée

Un archétype SOLCAD a été défini pour chacune des deux typologies de cette famille de CAD. Cela s'explique par le fait que l'injection de la chaleur solaire peut se faire à différents endroits dans le réseau. Dans le cas d'une injection depuis une centrale solaire thermique centralisée, il est uniquement possible d'injecter à basse température dans le cas d'un CAD type Anergie. Les principales caractéristiques de ces deux archétypes SOLCAD sont données dans le Tableau 1, ci-dessous.

	Archetype 1 - Chaleur de l'environnement (centralisé)		**Archetype 2 - Chaleur de l'environnement (décentralisé)**	
	Géothermique	Autres sources de chaleur	Géothermique	Autres sources de chaleur
Vecteur énergétique	Géothermie	Rivière, lac, STEP ou nappe	Géothermie	Rivière, lac, STEP ou nappe
Température de départ	60-70°C		0-20°C source froide, 60-70°C pour le bâtiment	
Demande de chaleur estivale	> 42.5MWh/mois		> 42.5MWh/mois	
Surface équivalente de bâtiments connectés	>15'000m2 de SRE		>15'000m2 de SRE	
Localisation du CàD	Rural ou péri urbain		Rural ou péri urbain	
Puissance souscrite	1-10MW		1MW-10MW	
Type de couplage du solaire thermique	Centralisé (source froide ou source chaude) ou décentralisé		Centralisé (source froide) ou décentralisé	
Part du solaire thermique durant l'été	A déterminer		A déterminer	

Figure 22 Caractéristiques des archétypes SOLCAD pour les CAD futures

7 Conclusions

Ce rapport présente un bref aperçu de l'état de l'art des CAD solaires en Europe. L'expérience acquise par les pays tels que le Danemark, l'Allemagne ou l'Autriche est utilisée pour définir les facteurs favorisant l'intégration d'installations solaires thermiques. Ces critères, également basés sur les spécificités des CAD en Suisse, permettent en premier d'évaluer si un CAD est favorable à l'intégration de chaleur solaire dans son mix énergétique. Ils seront repris aussi bien dans une approche descendante (top-down) lors du WP3 où le potentiel du solaire dans les CAD sera évalué pour le territoire suisse dans son ensemble, que dans une approche ascendante (bottom-up) lors du WP4 qui traitera de cas d'étude très spécifiques. Ensuite, en utilisant la base de données fédérale des CAD, des archétypes de CAD ont été définis. Ils représentent des typologies de CAD assez courants en Suisse et

favorables à l'intégration d'installations solaires thermiques. Deux Archétypes actuels sont définis en parallèle de deux Archétypes futurs. Les premiers sont des CAD en zone rurale et périurbaine, avec comme vecteur énergétique principal le bois énergie, et des CAD basés sur les énergies fossiles qui devront être remplacées par des sources de chaleur à bas carbone, comme le solaire thermique. Les seconds sont composés des CAD qui devraient se développer fortement dans l'avenir. Ces derniers utilisent la chaleur de l'environnement grâce à des PAC de façon centralisée ou décentralisée. Ces archétypes serviront de base pour la suite du projet dans le cadre du WP3 et seront complétés ? grâce aux résultats du WP4 et WP5. Les résultats de ces deux WP permettront de préciser les caractéristiques des installations solaires pouvant être intégrées sur ces archétypes en termes techniques (surface installée, fraction solaire, etc.) et économiques (coût de revient de chaleur solaire, compétitivité, etc.)

8 Références

[1] PRODUCTIONS & ÉNERGIES, VILLES & TERRITOIRES: Réseau de Chaleur : Quelle Facture Pour Quel Service Quand on Est Locataire ? 2014.

[2] Lund H, Werner S, Wiltshire R, Svendsen S, Eric J, Hvelplund F, et al. 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. Energy 2014. https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089.

[3] Heller A. 15 Years of R&D in central solar heating in Denmark. Sol Energy 2000;69:437–47. https://doi.org/10.1016/S0038-092X(00)00118-3.

[4] Lottner V, Schulz ME, Hahne E. Solar-assisted district heating plants: Status of the German programme Solarthermie-2000. Sol Energy 2000;69:449–59. https://doi.org/10.1016/S0038-092X(00)00125-0.

[5] Schubert M, Holter C, Soell R. Solar District Heating (SDH): technologies used in large scale SDH plants in Graz--operational experiences and further developments. Proc. 12th Int. Symp. Dist. Heat. Cool. Sept. 5th to Sept. 7th, 2010.

[6] Genet R, Paulus C. LES RESEAUX DE CHALEUR SOLAIRE DANS LES OPERATIONS D'AMENAGEMENT : Opportunités, conseils et bonnes pratiques. 2016.

[7] Schubert M. Solar district heating guidelines - Decentral integration of ST in DH systems. 2012.

[8] Solnet BW - Solar Wärmenetze für Baden-Württemberg: Grundlagen, Potenziale, Strategien. 2015.

[9] Sørensen PA, Nielsen JE, Battisti R, Schmidt T, Trier D. Solar district heating guidelines: Collection of fact sheets. 2012.

[10] Faninger G. Combined solar-biomass district heating in Austria. Sol Energy 2000;69:425–35. https://doi.org/10.1016/S0038-092X(00)00117-1.

[11] Dalenbäck JO. Large-scale solar heating and cooling systems in Europe. ISES Sol. World Congr. 2007, ISES 2007, vol. 2, Springer, Berlin, Heidelberg; 2007, p. 799–803. https://doi.org/10.1007/978-3-540-75997-3_151.

[12] Lennermo G, Lauenburg P, Werner S. Control of decentralised solar district heating. Sol Energy 2019;179:307–15. https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.080.

[13] Rüetschi M. The return temperature in DH networks : a key factor for the economical operation of DH. Euroheat & Power 1997;26:498–508.

[14] Hassine I Ben, Eicker U. Control aspects of decentralized solar thermal integration into district heating networks. Energy Procedia, vol. 48, Elsevier Ltd; 2014, p. 1055–64. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.02.120.

[15] Mojic I, Haller M. FERNWÄRME-POWERED BY SUN SOLARWÄRME IM GROSSEN MASSSTAB. n.d.

[16] Ellehauge K, Pedersen T. Solar heat storages in district heating networks. vol. 6750. 2007.

[17] Bott C, Dressel I, Bayer P. State-of-technology review of water-based closed seasonal thermal energy storage systems. Renew Sustain Energy Rev 2019;113:109241. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.048.

[18] Novo A V., Bayon JR, Castro-Fresno D, Rodriguez-Hernandez J. Review of seasonal heat storage in large basins: Water tanks and gravel-water pits. Appl Energy 2010;87:390–7.

https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.06.033.

[19] Lee KS. A Review on Concepts, Applications, and Models of Aquifer Thermal Energy Storage Systems. Energies 2010;3:1320–34. https://doi.org/10.3390/en3061320.

[20] Mauthner F, Herkel S. Technology and demonstrators. vol. 1211. 2016.

[21] Munier D, Saile S, Philippen D. IEA-SHC task 54, Info sheet D1, Review of solar thermal installation costs. 2018.

[22] Nussbaumer T, Thalmann S. Status report on district heating systems in IEA countries. 2014.

[23] Noussan M, Jarre M, Degiorgis L, Poggio A. Data Analysis of the Energy Performance of Large Scale Solar Collectors for District Heating. Energy Procedia, vol. 134, Elsevier Ltd; 2017, p. 61–8. https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.09.619.

[24] Quiquerez L. Analyse comparative des consommations de chaleur pour la production d'eau chaude sanitaire estimées à partir de relevés mensuels: Etude sur un échantillon de bâtiments résidentiels collectifs alimentés par un réseau de chaleur à Genève. Genève: 2017.

[25] Nussbaumer T, Thalmann S. Influence of system design on heat distribution costs in district heating. 2016. https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.02.062.

[26] WERNER S. European district heating price series. 2016.

[27] Mojic I, Ruesch F, Haller M. Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen. Rapperswil: 2017.

[28] Furbo S, Dragsted J, Perers B, Andersen E, Bava F, Nielsen KP. Yearly thermal performances of solar heating plants in Denmark – Measured and calculated. Sol Energy 2018;159:186–96. https://doi.org/10.1016/J.SOLENER.2017.10.067.

Rue Marconi 19 • CP 256 • CH-1920 Martigny
T : +41 (0) 27 564 35 00 • info@crem.ch • www.crem.ch
Centre de Recherches Energétiques et Municipales

SolCAD

Comparaison entre différentes bases de données de chauffage à distance

Août 2020

Auteur

Centre de Recherches Energétiques et Municipales, CREM
Valentin Sandoz
Stagiaire pré-HES

Relecture

Centre de Recherches Energétiques et Municipales, CREM
Diane von Gunten
Co-Responsable R&D
Tél. : 027 564 35 09
Courriel : diane.vongunten@crem.ch

Lelia Buccola
Stagiaire pré-HES

Table des matières

1 Introduction 4
2 Analyse de la base de données des CAD de l'OFEN 5
2.1 Méthode 5
2.2 Résultats pour le canton de Vaud 5
2.2.1 Provenance de la base de données cantonale 5
2.2.2 Nombres de CAD répertoriés 5
2.2.3 Comparaison de l'énergie 6
2.2.4 Comparaison de la puissance 8
2.3 Résultats pour le canton de Genève 9
2.3.1 Provenance de la base de données cantonale 9
2.3.2 Nombres de CAD répertoriés 9
2.3.3 Comparaison de l'énergie 10
2.3.4 Comparaison de la puissance 11
2.4 Résultats pour le canton du Valais 11
2.4.1 Provenance de la base de données cantonale 11
2.4.2 Nombres de CAD répertoriés 11
2.4.3 Comparaison de la puissance 12
Conclusion 13
Références 14

1 Introduction

Dans le cadre du programme « Réseaux thermiques », la Haute école spécialisée de Lucerne (HSLU) a réalisé pour l'OFEN un recensement des réseaux de chauffage à distance. Ainsi 1008 réseaux thermiques ont été identifiés.

Voici quelques statistiques concernant cette base de données :

- Tous les réseaux concernés ont été géoréférencés.
- Les agents énergétiques de tous les réseaux sont définis.
- 84% ont des informations concernant leur puissance.
- 44% ont des données concernant l'énergie délivrée par le réseau en question.
- 43% ont une information sur la longueur du réseau.
- 32% ont une information sur le nombre de maisons connectées.

Cette base de données, disponible librement sur www.map.geo.admin.ch , est sortie en décembre 2019. Elle permet de répondre à un besoin critique en matière de projets de recherche, de créations de politiques publiques et d'informations concernant les réseaux thermiques. Toutefois, la base de données est récente et contient probablement des erreurs de jeunesse. De plus, elle a été réalisée seulement avec des données accessibles publiquement, ce qui pourrait influencer sa précision.

Il n'existe pas de recensement exact et obligatoire des réseaux de chauffage à distance. Ainsi, mise à part cette récente base de donnée, la Confédération ne possède aucune autre liste à notre connaissance. Il est donc difficile de comparer cette dernière avec d'autres données au niveau national.

Une comparaison par canton est néanmoins possible. En effet, nous avons pu obtenir les informations (partiellement confidentielles) qu'avaient à leur disposition les cantons de Vaud, Valais et Genève. Les résultats de cette comparaison sont présentés dans ce court rapport.

2 Analyse de la base de données des CAD de l'OFEN

2.1 Méthode

Afin d'analyser la fiabilité de la base de données de l'OFEN, nous l'avons comparée aux bases de données que nous avons pu obtenir des cantons de Vaud, Genève et Valais.

La première partie du travail a été de relier les bases de données des cantons avec celle de l'OFEN. Avec cela, nous avons pu comparer le nombre de CAD répertoriés dans chacune des bases de données, ainsi que le nombre de CAD présents conjointement dans les deux bases de données.

La seconde partie a été de comparer la puissance installée et l'énergie produite annuellement pour les chauffages listés dans les deux bases de données. Au niveau de l'énergie, une légère différence est attendue entre les bases de données car il est possible que les années considérées soient différentes (environ 20% de différence).

Le pourcentage de différence lors de la comparaison des bases de données a été calculé de cette manière :

$$\frac{\text{Energie}_{\text{OFEN}}}{\text{Energie}_{\text{CANTON}}} - 1 \quad \text{et} \quad \frac{\text{Puissance}_{\text{OFEN}}}{\text{Puissance}_{\text{CANTON}}} - 1.$$

Il est possible que des CAD soient répertoriés dans deux bases de données sous des noms différents. Un effort a toutefois été fait pour identifier ce genre de cas, notamment en utilisant les informations de géoréférencement et l'expertise locale du CREM. Cependant, il est possible que ce travail de comparaison comporte encore des erreurs, notamment quand un CAD est partagé entre deux CAD dans une autre base de données, ce qui peut être difficile à identifier. Un ID national par CAD serait à conseiller pour simplifier la gestion des données.

De plus, la puissance minimale permettant à une installation de chauffage d'être considérée comme un CAD n'est pas disponible à notre connaissance et peut influencer le reste de cette analyse.

2.2 Résultats pour le canton de Vaud

2.2.1 Provenance de la base de données cantonale

Nous avons pu obtenir la base de données tenue par la direction de l'énergie (DIREN) du canton de Vaud, avec un contrat de confidentialité.

2.2.2 Nombres de CAD répertoriés

La liste de la DIREN comporte au total 65 CAD, celle de l'OFEN en répertorie 36 sur le territoire vaudois. Seuls 24 (31%) sont listés conjointement dans les deux bases de données. Cependant, lorsque l'on compare l'énergie inscrite dans les deux bases de données, on constate que 85% de l'énergie est répertoriée conjointement, cela signifie probablement que les plus grands CAD ont été indiqués.

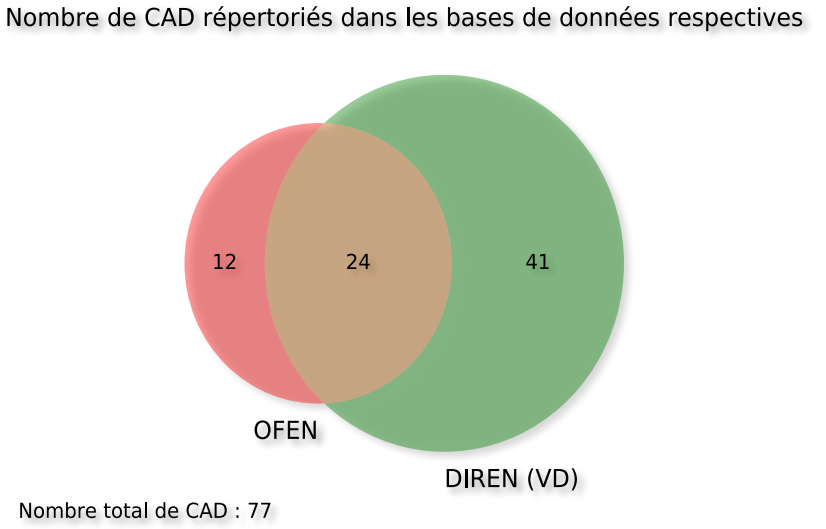


Figure 1 Nombre de CAD répertoriés - Vaud

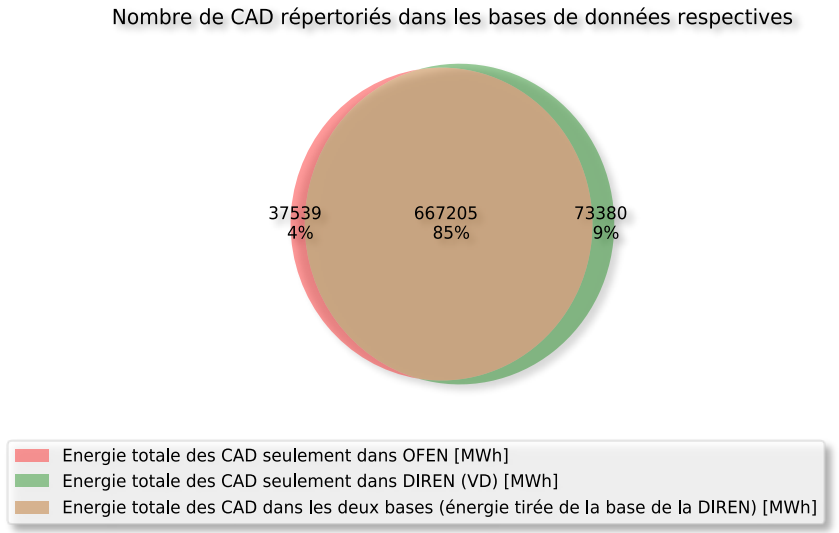


Figure 2 Energie de CAD répertoriés - Vaud

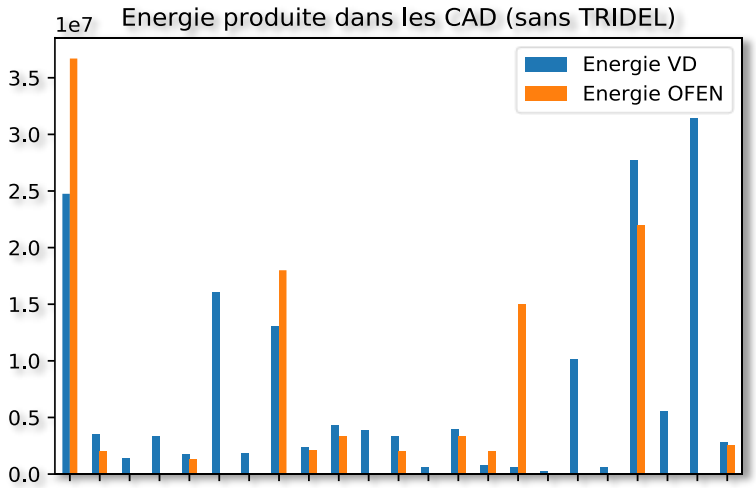
2.2.3 Comparaison de l'énergie

Il a seulement été possible de comparer les informations concernant l'énergie produite annuellement par 14 CAD. Pour les autres, il n'y avait pas de donnée dans la base de l'OFEN.

La Figure 3 représente l'énergie produite répertoriée par la base de données de la DIREN (en bleu) et celle de l'OFEN (en orange).

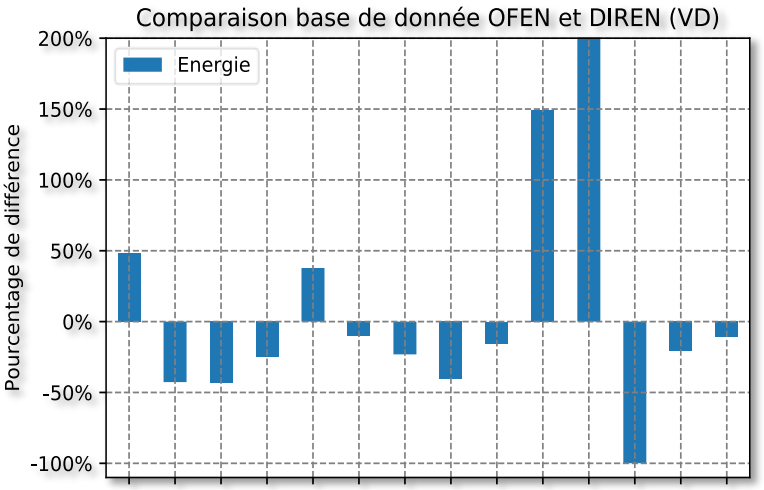
La Figure 4 représente la différence relative entre les deux bases de données.

On peut donc constater que la base de données de l'OFEN donne une quantité d'énergie plus basse par rapport à celle de la DIREN. On peut aussi penser que l'énergie produite dans le CAD de Vevey a été surestimée dans la base de l'OFEN. Cependant la centrale de chauffe de Vevey est très récente et il est probable que la DIREN ait mesuré l'énergie produite durant la première année du CAD avec bien moins de bâtiments raccordés.



Identifiant CAD confidentiel

Figure 1 Energie produite dans les CAD - Vaud

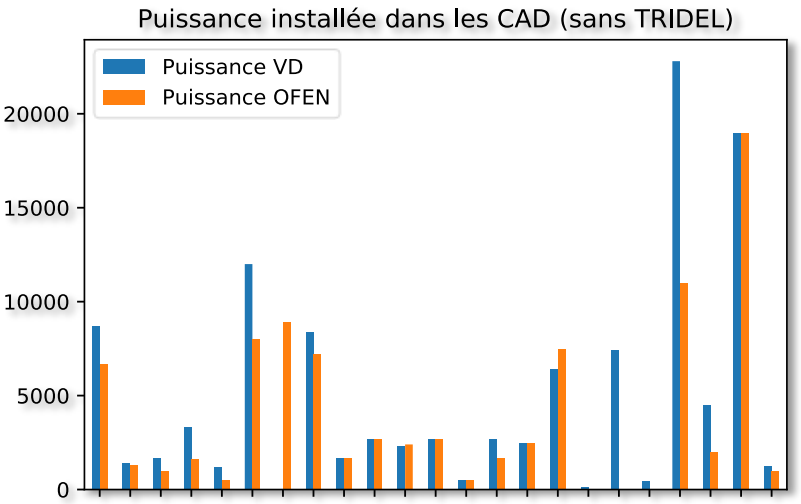


Identifiant CAD confidentiel

Figure 2 Comparaison de l'énergie - Vaud

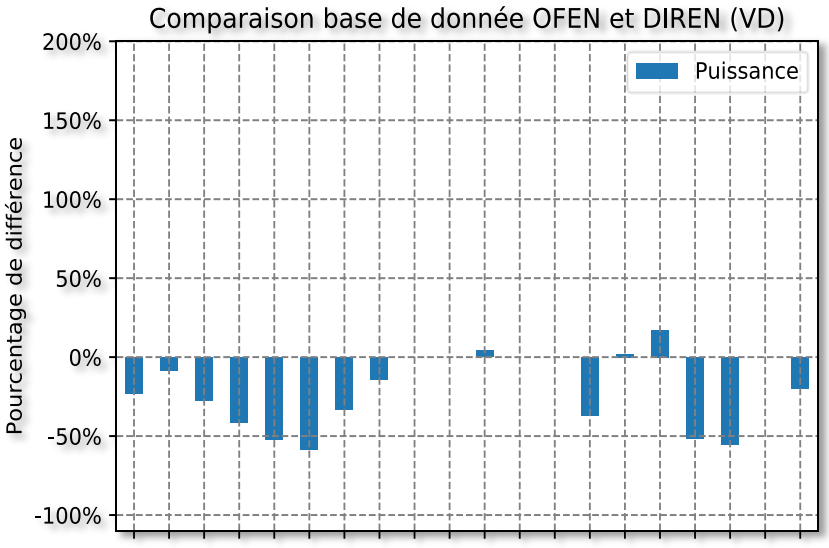
2.2.4 Comparaison de la puissance

En comparant les puissances répertoriées dans les deux bases de données, on remarque qu'il existe moins de différence que dans les comparaisons sur l'énergie produite dans les CAD. La base de données de l'OFEN sous-estime de manière générale la puissance installée dans les différents réseaux de chaleur par rapport à celle de la DIREN.



Identifiant CAD confidentiel

Figure 5 Puissance installée dans les CAD - Vaud



Identifiant CAD confidentiel

Figure 6 Comparaison de la puissance - Vaud

2.3 Résultats pour le canton de Genève

2.3.1 Provenance de la base de données cantonale

La base de données du canton de Genève a été fournie par l'OFEN, sous contrat de confidentialité.

2.3.2 Nombres de CAD répertoriés

On constate le même résultat pour le canton de Genève que pour le canton de Vaud : de nombreux CAD ne sont pas présents dans la base de l'OFEN, (seuls 34% sont répertoriés dans les deux bases). Cependant, en comparant l'énergie, on constate que les CAD les plus importants en termes de production ont été répertoriés.

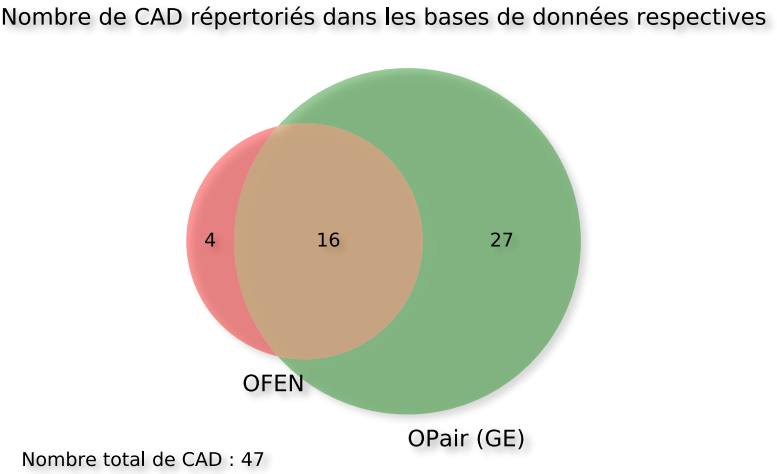


Figure 7 Nombre de CAD répertoriés - Genève

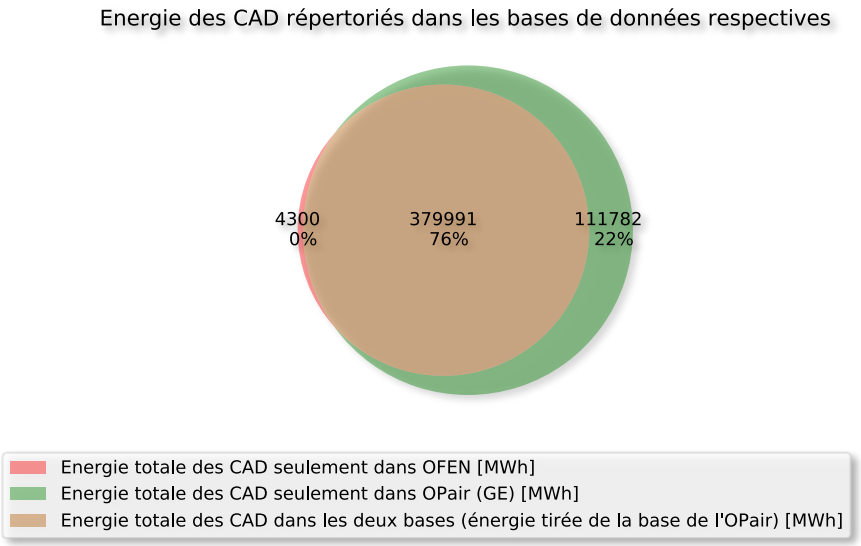
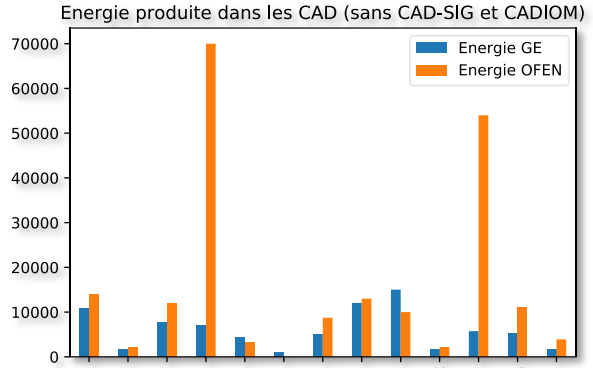


Figure 8 Nombre de CAD répertoriés (comp. énergie) - Genève

2.3.3 Comparaison de l'énergie

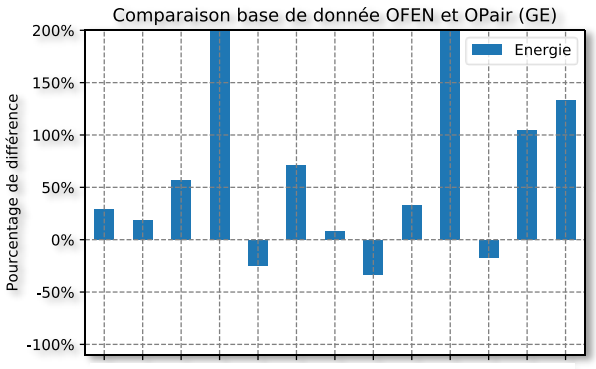
On peut constater que pour la majorité des résultats obtenus ci-dessous, le taux d'erreur est contenu. En effet, il reste en dessous de 50% de différence de consommation d'énergie par réseau.

Cependant, la différence est très élevée pour CADéco Jonction et Palettes. Ceci s'explique par le fait que ces CAD n'existaient pas encore en 2015 (date de parution de la brochure sur l'énergie thermique de Genève[1]). Les données indiquées ci-dessous relatives aux deux CAD sont des prévisions des ventes de chaleurs. Ces dernières n'ont pas été prises en compte par le canton qui fournit les informations de la consommation réelle et n'inclut pas les prévisions pour les futurs projets tels que CADéco Jonction et Palettes.



Identifiant CAD confidentiel

Figure 9 Energie produite dans les CAD - Genève



Identifiant CAD confidentiel

Figure 10 Comparaison de l'énergie - Genève

[1] SIG, *L'énergie thermique- Chauffer et rafraîchir Genève grâce aux ressources renouvelables locales*, https://ww2.sig-ge.ch/sites/default/files/inline-files/pdf_energie_thermique.pdf, avril 2015, 23 pages

2.3.4 Comparaison de la puissance

Il n'a pas été possible de comparer la puissance entre les deux bases de données parce qu'il n'y avait pas de CAD où les données se croisaient.

2.4 Résultats pour le canton du Valais

2.4.1 Provenance de la base de données cantonale

La base de données du canton du valais a été fournie par le Service de l'énergie valaisan. Cette liste ne comprenait pas de données de consommation énergétique. C'est pourquoi la comparaison n'a pas été faite sur ce critère.

2.4.2 Nombres de CAD répertoriés

Pour le cas du Valais, on arrive à la même conclusion que pour les précédents cantons, un grand nombre de CAD sont absents de la liste de l'OFEN. Seul 12 CAD sont répértoriés dans les deux bases de données. Pour la base de l'OFEN, 52% des CAD ont donc pu être identifés dans la base de données cantonale et 32% des CAD présents dans la base de données cantonale ont pu être identifés dans la base de données de l'OFEN.

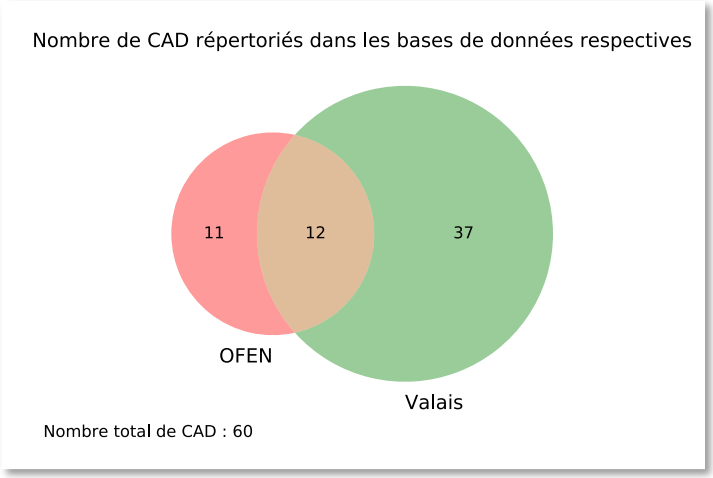
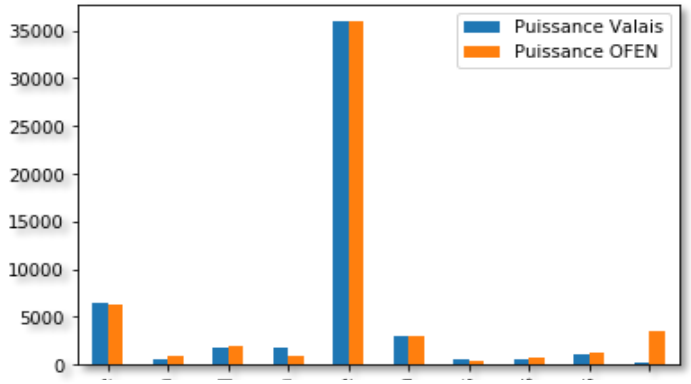


Figure 11 Nombre de CAD répertoriés - Valais

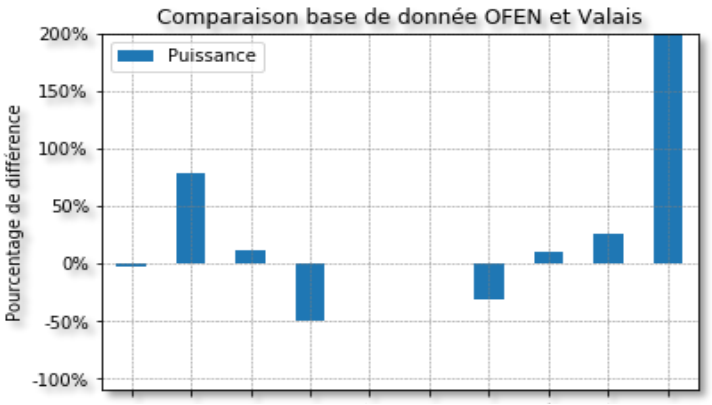
2.4.3 Comparaison de la puissance

L'erreur relative aux puissances des chauffages entre les deux bases de données est assez faible. Le seul CAD où il est très élevé est le réseau d'Anergie de Viège. On obtient donc une bonne vision sur la taille du CAD.



Identifiant CAD confidentiel

Figure 4 Puissance installée - Valais



Identifiant CAD confidentiel

Figure 33 Comparaison de la puissance installée - Valais

Conclusion

La base de données CAD de l'OFEN répond à un besoin critique en matière d'information publique et permettra notamment au CREM d'accélérer ses projets de recherche au niveau national en améliorant sa compréhension de la situation actuelle des CAD. Elle a de plus l'avantage d'être gratuite et ouverte au public, permettant une démarche d'open data qui doit être au centre de la recherche environnementale appliquée.

Cependant, un travail d'intégration des bases de données cantonales dans la base de données fédérale reste à notre avis nécessaire. En effet, une partie importante des CAD n'est pas encore répertoriée. De plus, il est possible que des CAD soient indiqués sous des noms différents entre les différentes bases de données. Ceci limite actuellement l'efficacité de nos projets de recherche et pourrait potentiellement créer des difficultés de communication entre les cantons et la Confédération.

Références

SIG, *L'énergie thermique- Chauffer et rafraîchir Genève grâce aux ressources renouvelables locales*, https://ww2.sig-ge.ch/sites/default/files/inline-files/pdf_energie_thermique.pdf, avril 2015, 23 pages

BFE, *Thermische Netze*, data.geo.admin.ch/ch.bfe.thermische-netze/csv/2056/ch.bfe.thermische-netze.zip

Base de données du canton de Vaud fournie par la DIREN (contrat de confidentialité)

Base de données du canton de Genève fournie par l'OFEN (contrat de confidentialité)

Base de données du canton du Valais fournie par le Service de l'énergie valaisan (contrat de confidentialité)

Antoine Roch

Stage au CREM du 02/03/2020 au 28/08/2020

Rapport de stage

Table des matières

Introduction 2
Données à disposition 2
Critères de sélection 2
Paramètres du script 4
Description du fonctionnement du script SolCAD 4
Fonctionnement simplifié : 4
Fonctionnement détaillé : 5
Résultats 7
Etude sur la Suisse entière : 7
Résultat pour le cas du canton de Vaud : 11
Potentiel des parkings : 13
Discussion du travail de stage 13

Figure 1 : Schéma du filtrage des CAD par critères 3
Figure 2 : Liste des paramètres utilisés dans le script (en bleu les paramètres usuels, en rouge ceux issus de la revue de la littérature et en vert les paramètres arbitraires) 4
Figure 3 : Différence entre les 3 scénarios possibles pour le CAD Eikenott 6
Figure 4 : Différence entre les 3 scénarios pour le CAD Santal 6
Figure 5 : Evolution du nombre de CAD éligibles en fonction des critères appliqués 8
Figure 6 : Evolution de la puissance cumulée des CAD éligibles en fonction des critères appliqués 8
Figure 7 : Carte de la Suisse des CAD éligibles selon le script 9
Figure 8 : Répartition géoculturelle des CAD éligibles 9
Figure 9 : Ratio d'éligibilité des CAD en fonction du type d'installation choisi et de la taille de la commune 10
Figure 10 : Répartition de l'occurrence du nombre de toits sélectionnés par le script 10
Figure 11 : Représentation cartographique des résultats pour le CAD de la ville de Cartigny 11
Figure 12 : Evolution du nombre de CAD éligibles en fonction des critères pour le canton de Vaud 11
Figure 13 : Evolution de la puissance cumulée des CAD éligibles en fonction des critères pour le canton de Vaud 12
Figure 14 : Carte des CAD éligibles dans le canton de Vaud avec le critère température ajouté 12
Figure 15 : Couverture solaire potentielle des parkings pour les CAD éligibles 13

Introduction

La réalisation de la stratégie 2050 passe par l'augmentation de la part d'énergie renouvelable dans l'approvisionnement énergétique des bâtiments. De ce fait, l'intégration efficace du solaire thermique, couplé avec du stockage, semble faire partie des technologies innovantes à intégrer dans les bâtiments. Toutefois, la surface installée par année de panneaux solaires thermiques a diminué de plus de 40% en Suisse entre 2010 et 2017. Une association avec les réseaux de chaleur à distance (CAD) semble très intéressante notamment du fait de la croissance de ce genre de réseaux en Suisse (+85% entre 2000 et 2015). Cette idée, loin d'être une construction théorique, est une réalité dans plusieurs pays européens. Fin 2017, 296 installations de solaire thermique de grande taille (>500m2) étaient en opération en Europe et l'intégration du solaire thermique dans les CAD est largement utilisée dans les pays scandinaves, notamment au Danemark.

Le but de ce projet est :

- 1. D'étendre l'évaluation du potentiel solaire thermique couplé au stockage dans les chauffages à distance (CAD) à l'entier de la Suisse en tenant compte des contraintes technologiques et socio-économiques.
- 2. De valider et d'optimiser les performances énergétiques et économiques des CAD solaires en Suisse en incluant différentes combinaisons de technologies, notamment du solaire thermique couplée avec d'autres sources d'énergie renouvelables, du couplage chaleur-force et du stockage.
- 3. Analyser les facteurs de réussite et les facteurs limitants pour l'intégration du solaire thermique dans les CAD en utilisant une approche par archétype de CAD.

Ce stage s'inscrit dans la tâche 3.1 du volet SolCAD. Il a comme but de sélectionner les CAD potentiels pour une implantation de solaire thermique, avant une analyse plus détaillée des CAD identifiés ici par la HEIG-VD.

Le but du stage est la création d'un script Python permettant l'automatisation de la sélection des CAD candidats, ainsi que l'estimation de la couverture solaire possible.

Données à disposition

Les données utilisées dans ce travail sont les suivantes :

- Base de données des CAD de la Confédération (OFEN)
- Base de données des CAD du canton de Vaud (DIREN)
- Géo-donnée concernant le potentiel solaire en toiture de chaque bâtiment de Suisse (data.geo.admin)
- Données météorologiques concernant les degré-jours et le rayonnement global (Agrométéo.ch)
- Diverses géo-données concernant les forêts, les zones protégées, les zones bâties, les routes, les cours d'eau, les voies ferrées (data.geo.admin)

Critères de sélection

Dans cette étude, un CAD est considéré comme un CAD éligible au solaire thermique s'il répond favorablement aux critères décrits plus bas.

Les critères utilisés pour l'utilisation du script proviennent du travail de la HEIG-VD consistant en une revue de la littérature afin d'identifier les principaux critères rendant éligibles des CAD à l'implantation de panneaux solaires thermiques.

Tableau 1 : Liste des critères de la littérature appliqués au script

Critère	Valeur d'éligibilité	Valeur de non-éligibilité
Type de ressource du CAD	Bois, Pellets, Plaquettes, Mazout, Gaz, Chaleur environnementale centralisée et décentralisée	Chaleur fatale
Consommation mensuelle minimale CAD en été	> 42'500 kWh/mois	< 42'500 kWh/mois
Ressource solaire spécifique sur plan des capteurs	> 1'100 kWh/m²/an	< 1'100 kWh/m²/an
Surface minimale de champ disponible au sol	> 500 m	< 500 m
Surface minimale de toiture	> 100 m	< 100 m

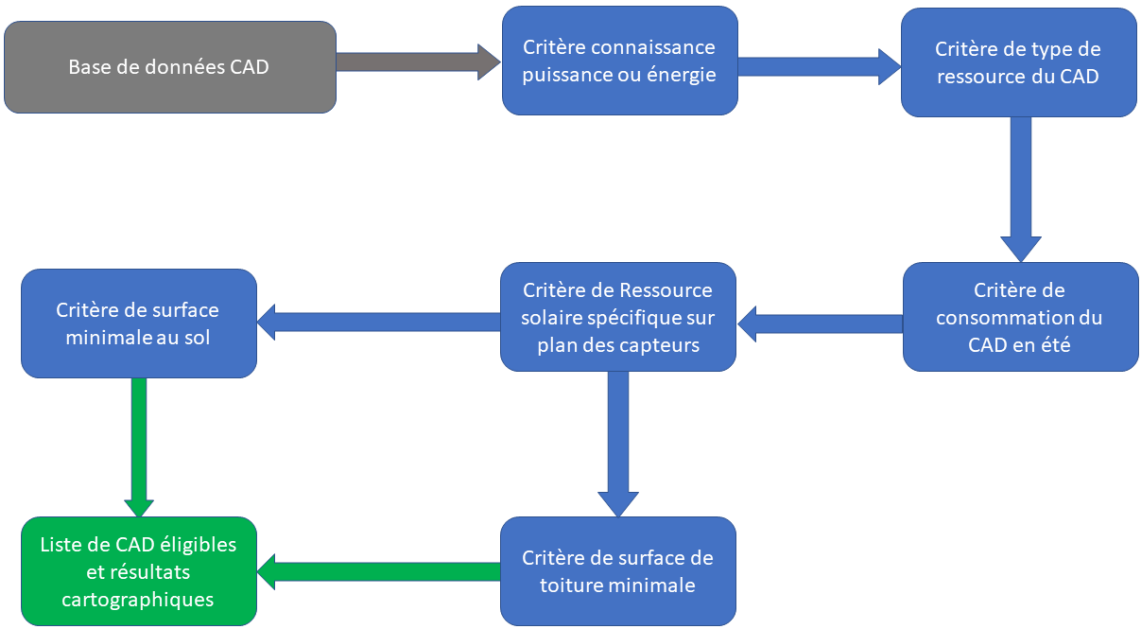


Figure 1 : Schéma du filtrage des CAD par critères

Le critère « connaissance puissance ou énergie » permet de manière triviale d'éliminer les CAD pour lesquels aucune information sur la puissance installée ou l'énergie produite n'est connue. La connaissance de l'une de ces deux informations est primordiale pour l'application des autres critères.

Le critère « type de ressource du CAD » permet d'éliminer les CAD qui fonctionnent sur les rejets thermiques (UIOM, rejets industriels, etc.). En effet, l'implantation de solaire thermique dans des CAD fonctionnant sur rejets thermiques créerait une compétition de ressource avec le solaire en été.

Le critère « consommation du CAD estivale » permet de ne pas sélectionner des CAD avec une production estivale trop faible. Cela serait contre productif étant donné que c'est en été que le solaire thermique fournit le plus de chaleur.

Le critère « ressource solaire spécifique sur plan des capteurs » permet de sélectionner uniquement les CAD dont l'emplacement bénéficie d'un rayonnement solaire minimum afin de garantir un certain rendement de production solaire.

Les critères « surface minimale au sol » et « surface de toiture minimale » permettent d'éliminer les toitures et les surfaces au sol trop petites. Ceci dans le but de minimiser les difficultés techniques d'installation ainsi que les coûts. Il est à noter que ce critère n'est pas lié à la surface totale de panneaux solaires à installer. Le script calcule en effet la surface nécessaire en fonction de la demande estivale du CAD estimée et contrôle ensuite sa disponibilité.

D'autres critères auraient pu être utilisés si la base de données fédérale était plus fournie en informations : température aller du CAD ou différence de températures entre aller et retour, pertes de chaleur dans le réseau, coût opérationnel de la chaleur notamment.

Paramètres du script

Les paramètres utilisés pour le script (voir figure 2) sont divisés en trois catégories. La première, en bleu, concerne des paramètres de calcul usuels en énergétiques (heures pleine charge, répartition chauffage/ECS, …). La seconde, en rouge, correspond aux critères mentionnés plus haut. La dernière catégorie, en vert, concerne des paramètres arbitraires (distance minimale/maximale de prospection, pourcentage de pertes maximal, …)

Heures_Pleine_Charge	2700	Heures équivalentes d'utilisation à pleine puissance de la centrale de chauffage
Part_Chauffage	0,7	Fraction d'utilisation du chauffage sur la demande totale de chaleur
facteur_sol_panneau	3,5	Facteur d'augmentation de la surface au sol par rapport à la surface de panneaux nécesaire
solar_fraction_20	0,2	Fraction solaire 20%
solar_fraction_40	0,4	Fraction solaire 40%
rendement_panneau	0,35	Rendement de conversion du panneau solaire
prix_pellets	0,08	Prix d'1 kWh de pellets
prix_plaquettes	0,05	Prix d'1 kWh de plaquettes
prix_gaz	0,11	Prix d'1 kWh de gaz
surf_min_toit	100	Surface minimale de toiture pour installer les panneaux solaires
ressource_solaire_min	1100	Irradiance solaire annuelle minimale
demande_min_ete	0,0425	Demande chaleur CAD minimale en été
temperature_maximale	80	Température maximale en °C
taille_min_champs	500	Taille minimale des surfaces au sol pour installer des panneaux solaires
duree_vie_panneau	35	Durée de vie supposée d'un panneau solaire
cout_installation_panneau	2000	Coûut d'installation d'1m² de panneau solaire en CHF
seuil_tolerance_surface	0,8	Seuil de tolérance de surface trouvée par rapport à la surface cherchée
longueur_panneau	7	Longueur d'une cellule de panneau solaire en mètres
largeur_panneau	4	Largeur d'une cellule de panneau solaire en mètres
distance_max	1000	Distance maximale de prospection pour les champs autour des CADs
distance_min	70	Distance minimale de prospection pour les champs autour des CADs
pertes_max	0,02	Pourcentage de pertes maximal autorisé par CAD avec la distance
couverture_parking	0,4	Pourcentage de la surface du parking éligible pour le solaire

Figure 2 : Liste des paramètres utilisés dans le script (en bleu les paramètres usuels, en rouge ceux issus de la revue de la littérature et en vert les paramètres arbitraires)

Description du fonctionnement du script SolCAD

Le but de ce script codé en langage python est d'identifier les surfaces en toitures et au sol disponibles pour l'installation de panneaux solaires thermiques au sein de réseaux de chaleur éligibles en Suisse.

Fonctionnement simplifié :

- Identification des réseaux CAD éligibles à l'installation de panneaux solaires thermiques grâce à une série de critères issus de retours d'expérience
- Estimation de la production de chaleur des CAD éligibles
- Calcul de la surface nécessaire à l'installation de panneaux solaires soit en toiture, soit au sol
- Recherche de surfaces libres en toiture et au sol pour chaque CAD

- Production d'une liste de CAD éligibles avec indication de la solution possible (toiture, sol ou les deux)
- Affichage cartographique des résultats

Fonctionnement détaillé :

Critère 1 : Information énergie ou puissance :

Le script commence par filtrer la base de données des CAD en enlevant les CAD pour lesquels aucune information sur la puissance installée ou l'énergie annuelle produite n'est connue.

Critère 2 : Type de ressource du CAD :

Ensuite, le script continue de filtrer la base de données des CAD en enlevant les CAD qui ne respectent pas le critère du type de ressource.

Critère 3 : Consommation minimale en été :

Les besoins en chaleur annuels proviennent soit directement de la quantité d'énergie produite, soit sont estimés depuis la puissance installée grâce au paramètre « heures à pleine charge » qui est fixé à 2700h et qui permet de convertir la puissance en énergie.

Les besoins en chaleur mensuels de chaque CAD sont ensuite déterminés en estimant les besoins annuels pour le chauffage et pour l'ECS, et en utilisant les degré-jours pour la répartition mensuelle. La séparation des besoins de chaleur en besoins pour le chauffage et l'ECS se fait grâce à un paramètre appelé « part chauffage » et fixé à 0.7. Ceci veut dire que 70% des besoins de chaleur sont considérés comme étant destinés au chauffage et donc 30% le sont pour l'ECS.

Les besoins de chaleur pour la consommation d'ECS sont considérés comme constants tout au long de l'année et donc chaque mois la valeur de ces besoins est calculée comme étant : $Q_{ECS} = \frac{(Q_{total} * 0.3)}{12}$. Avec Q_{total} les besoins annuels en chaleur du CAD.

Pour les besoins mensuels de chaleur, le script utilise la notion de degré-jours. Il attribue à chaque CAD la station météo la plus proche (en utilisant les coordonnées du CAD et de chaque station) et les valeurs de degré-jours qui lui sont associés. Ensuite, pour chaque mois le script calcule le ratio que représente les degré-jours du dit-mois par rapport au total de degré-jours annuels. Concrètement pour le mois de janvier, les besoins de chaleur pour le chauffage sont calculés de cette manière : $Q_{chauffage} = (Q_{total} * 0.7) * \frac{DJ_{janvier}}{DJ_{année}}$. Avec Q_{total} les besoins annuels en chaleur du CAD, $DJ_{janvier}$ les degré-jours du mois de janvier, et $DJ_{année}$ les degré-jours totaux annuels.

Le script filtre à nouveau les CAD restant en vérifiant que leur demande estivale correspond à la limite minimale fixée dans les critères.

Critère 4 : Ressource solaire spécifique sur plan des capteurs

Le script vérifie alors que le rayonnement global reçu dans les environs du CAD soit au minimum de 1'100 kWh/m²/an. Pour cela, le script associe les CAD et leur station météo la plus proche au niveau géographique.

Critère 5 : Surface disponible pour une production solaire thermique suffisante

Le script propose alors 3 scénarios possibles à l'utilisateur : le premier correspond à une production de solaire thermique couvrant 20% des besoins annuels, le second prévoit une couverture de 40% des besoins annuels du CAD grâce au solaire thermique, enfin le troisième vise à une production solaire qui permettrait de se passer de toute autre source énergétique en été (notamment pour le bois).

Les deux figures ci-dessous présentent les différences de couverture mensuelle entre les 3 scénarios.

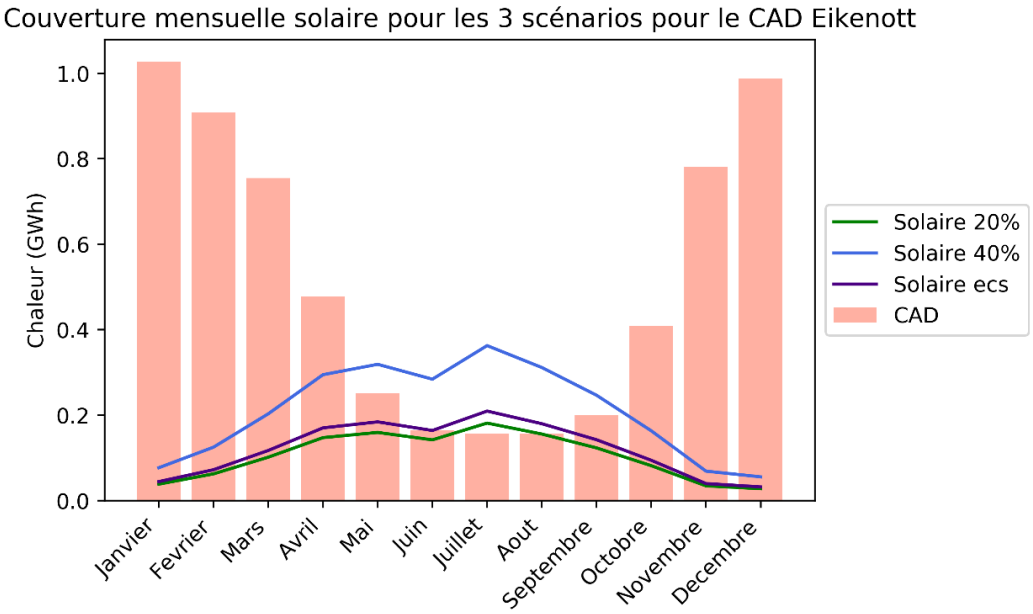


Figure 3 : Différence entre les 3 scénarios possibles pour le CAD Eikenott

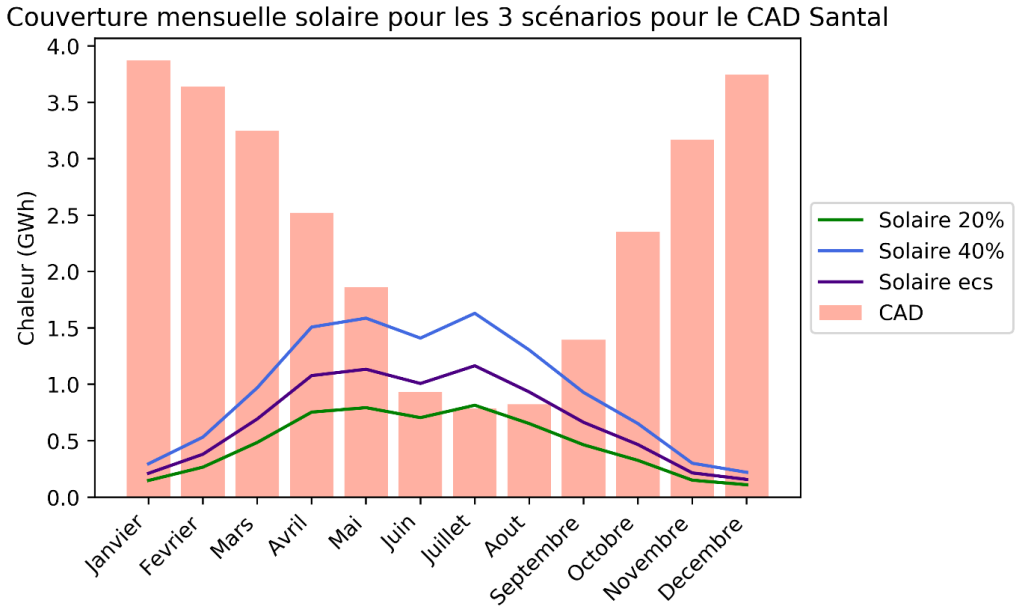


Figure 4 : Différence entre les 3 scénarios pour le CAD Santal

Le calcul des besoins en solaire thermique pour le premier et le second scénario est assez trivial. En effet, il consiste à multiplier par 0.2 ou 0.4 les besoins annuels du CAD. Les besoins en solaire thermique pour le troisième scénario sont estimés sur la base du mois estival dont les besoins sont les plus élevés, cette valeur est ensuite multipliée par 12 afin de matérialiser une demande d'ECS quasi constante tout au long de l'année et de pouvoir produire la chaleur nécessaire uniquement grâce au solaire thermique en été.

Une fois le scénario choisi, le script calcule la surface nécessaire de panneaux solaires à la production de la quantité de chaleur précédemment estimée. Elle est calculée de la manière suivante : $Surface = \frac{Q_{sc}}{\eta_{panneau} * R_{GA}}$. Avec Q_{sc} la quantité d'énergie solaire du scénario, $\eta_{panneau}$ le rendement du panneau thermique et R_{GA} le rayonnement global annuel. Le rayonnement global annuel est déterminé en associant une nouvelle fois chaque CAD avec sa station météo la plus proche. Pour le cas de panneaux au sol, la surface calculée est multipliée par un paramètre de conversion entre surface de capteur et surface nécessaire au sol qui est fixé à 3.5.

Le script va ensuite calculer le pourcentage de pertes thermiques par km de distance entre la centrale de production et les surfaces potentielles afin de définir un rayon de prospection autour de chaque centrale qui est propre à chaque CAD. La formule de calcul de pertes est la suivante : $\%pertes = \frac{350}{Surface_{sol}} + \frac{0.24}{\sqrt{Surface_{sol}}}$. Ensuite un pourcentage maximal de pertes à ne pas dépasser est fixé et on calcule à quelle distance cela correspond pour chaque CAD. Des bornes minimales et maximales sont utilisées pour que les zones de prospection ne soient pas de moins de 70m et pas de plus d'1km de rayon.

La prochaine étape du script est basée sur l'analyse géospatial afin de trouver les toits et les surfaces au sol disponibles pour l'installation de panneaux solaires.

Pour ce qui concerne les toits, le script se base sur la couche de données « toits solaires » de la Confédération, il procède à un « spatial join » entre les points qui représentent le potentiel des toits et les polygones qui sont les zones de prospection autour de chaque CAD. Le script cherche à minimiser le nombre de toits sélectionnés donc il va d'abord prendre en compte les toits les plus grands en premier qui respectent le critère de taille supérieure à 100m².

Pour la recherche de surfaces au sol, le script va retirer les zones non propices à l'installation de panneaux solaires autour de chaque CAD. Ces zones non propices sont les suivantes : les forêts, les parcs nationaux, les zones protégées par l'UNESCO, les réserves de biosphères et les zones bâties. Ensuite, le script va créer un quadrillage dont le maillage est défini dans les paramètres et qui correspond environ à la taille réelle de capteurs au sol. De ce quadrillage, vont être enlevé les cellules par lesquelles passent les cours d'eau, les routes ou les voies ferrées afin de rendre plus réaliste la disposition géographique des panneaux. Le script ne va finalement conserver qu'un certain nombre de cellules jusqu'à ce que la surface au sol nécessaire soit atteinte. Ainsi les résultats en format .SHP ne montrent pas l'étendue des possibilités d'emplacement pour les panneaux solaires mais une possibilité.

Finalement, le script va produire 3 fichiers .SHP qui correspondent aux zones de prospection des CAD, aux emplacements des toits sélectionnés et aux emplacements de panneaux retenus. Il va aussi produire un fichier .CSV avec l'indication de la solution possible pour chaque CAD éligible, soit en toiture, soit au sol.

Résultats

Etude sur la Suisse entière :

Nombre de CAD :

Les premiers résultats montrent qu'au fur et à mesure que ces critères sont appliqués, le nombre de CAD éligibles diminue nettement.

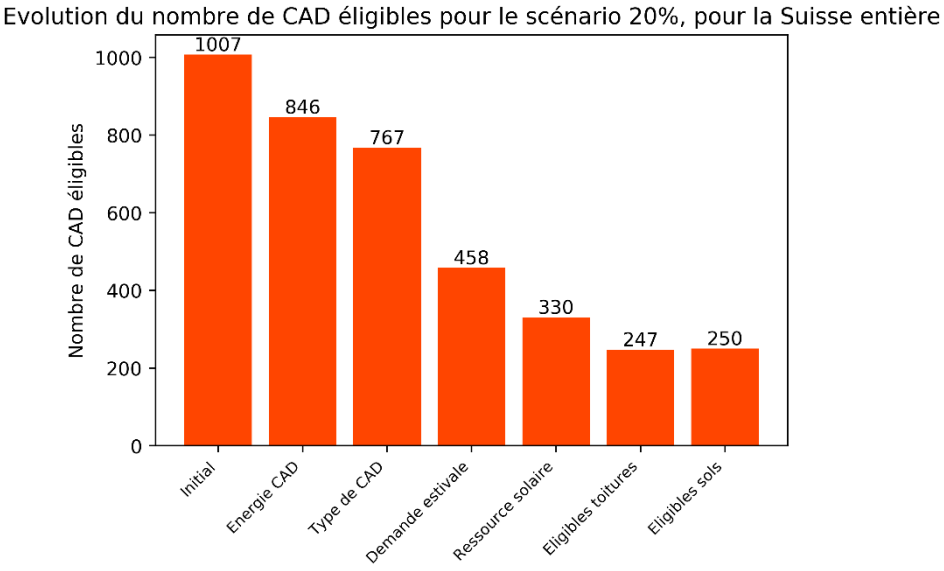


Figure 5 : Evolution du nombre de CAD éligibles en fonction des critères appliqués

On peut ainsi voir que seulement environ 250 CAD sont éligibles à l'implantation de panneaux solaires au sol ou en toiture sur plus de 1000 CAD initialement (soit environ 25%). On peut également remarquer que la demande en été est un critère impactant et restrictif quant au nombre de CAD éligibles à l'implantation de panneaux solaires thermiques.

Une étude effectuée dans le canton de St-Gall par l'école technique de Rapperswil montre que seulement 19% des CAD (8/43) sont éligibles. Ils utilisent une méthodologie légèrement différente mais trouvent des résultats assez proches de ceux obtenus en lançant le script. Les trois conditions d'éligibilité dans cette étude sont les suivants : Pas d'utilisation de rejets thermiques en été, intérêt des responsables pour le solaire thermique, taille suffisante pour bénéficier d'économies d'échelle

<u>Puissance totale des CAD :</u>

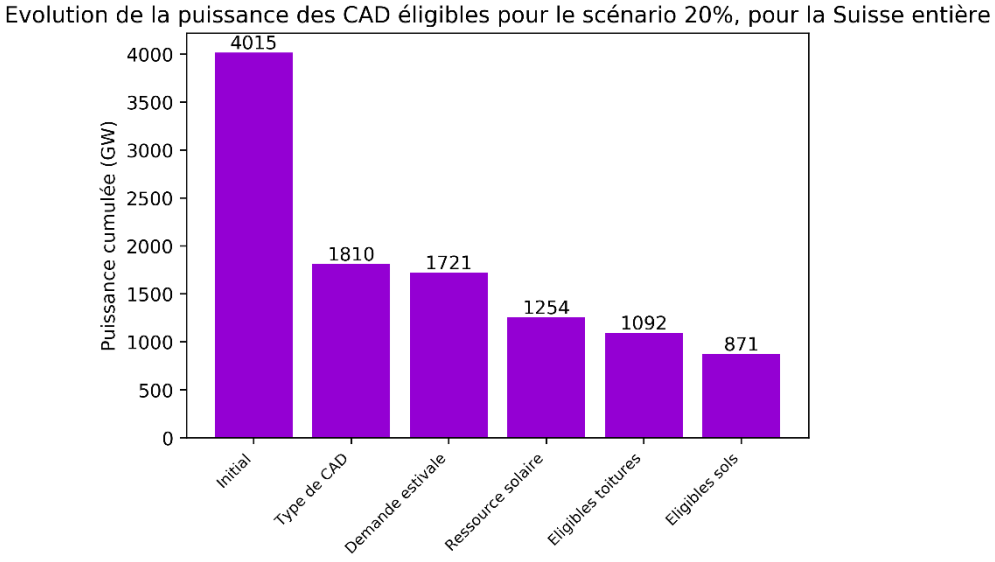


Figure 6 : Evolution de la puissance cumulée des CAD éligibles en fonction des critères appliqués

Si l'on s'intéresse cette fois-ci à la puissance cumulée des CAD à chaque étape de filtrage, on remarque que sur les 4'000 GW de puissance installée, seulement entre 800 GW et 1'000 GW sont éligibles à

l'implantation de solaire thermique. Le critère de type de CAD (ressource principale) est cette fois-ci le critère le plus impactant sur la puissance totale. Ceci peut s'expliquer par le fait qu'on élimine les CAD qui fonctionnent sur chaleur fatale et sur les rejets de chaleur (industriels, UIOM, etc.). Ces CAD représentent généralement des réseaux avec une grande puissance installée.

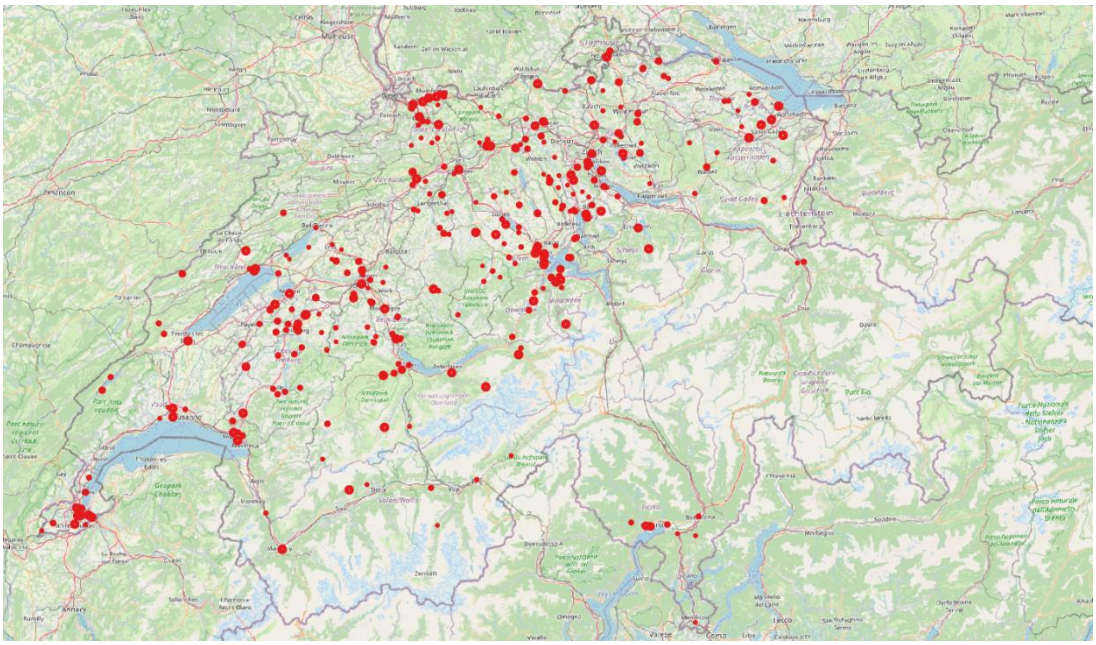


Figure 7 : Carte de la Suisse des CAD éligibles selon le script

La figure ci-dessus présente la carte des CAD éligibles à l'implantation de panneaux solaires thermiques soit en toiture soit au sol. On peut remarquer que les CAD éligibles se trouvent principalement sur le plateau et semblent être les plus nombreux autour des agglomérations.

Sur la figure ci-dessous, on peut observer la répartition des CAD éligibles en fonction de leur origine géoculturelle. On ne peut pas tirer de conclusion quant à un potentiel lien entre éligibilité des CAD et le canton dans lequel il se situe. En effet, les proportions restent similaires même si le pourcentage de CAD alémaniques semble diminuer légèrement.

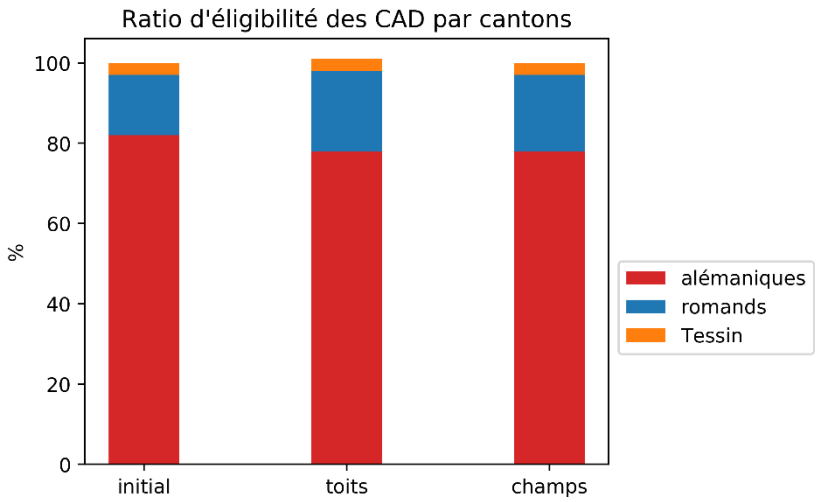


Figure 8 : Répartition géoculturelle des CAD éligibles

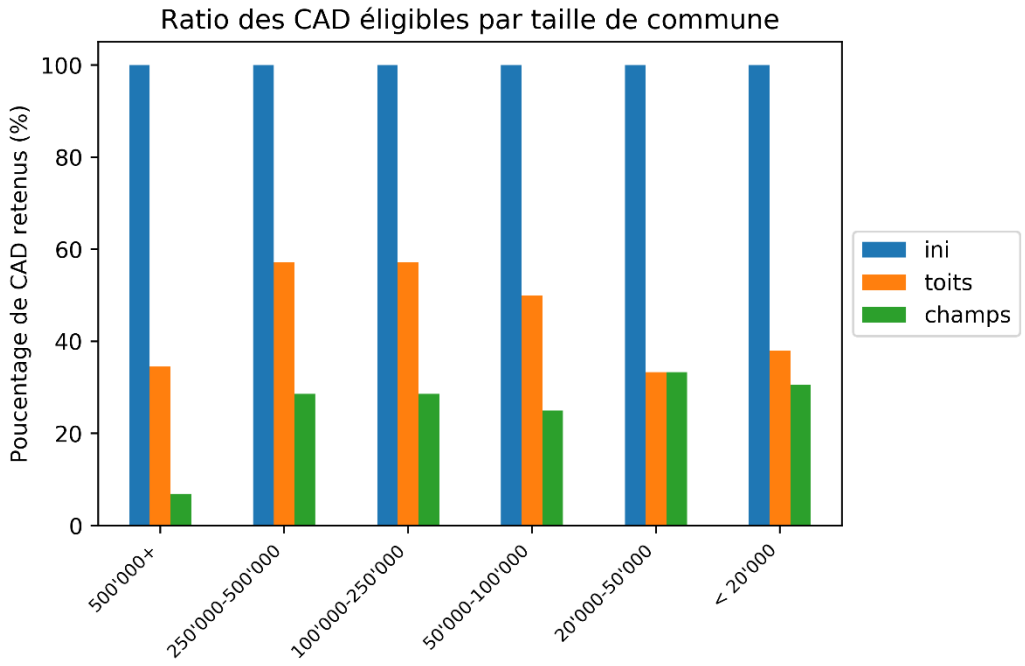


Figure 9 : Ratio d'éligibilité des CAD en fonction du type d'installation choisi et de la taille de la commune

La figure ci-dessus nous montre le pourcentage de CAD éligibles à l'installation de panneaux solaires au sol ou en toiture en fonction du nombre d'habitants par agglomération. On remarque ainsi que le pourcentage de CAD éligibles à l'installation de panneaux solaire au sol est très faible pour les 3 agglomérations de plus de 500'000 habitants que sont Zürich, Bale et Genève. Ce résultat s'explique par le manque d'espace libre au sol autour de la centrale de production. Les ratios les plus élevés pour l'installation de panneaux en toitures sont pour les communes entre 100'000 et 250'000 habitants ainsi que pour celle dénombrant entre 250'000 et 500'000 habitants. On aurait pu s'attendre à ce que le ratio de CAD éligibles à l'installation de panneaux en toiture soit le plus élevé pour les CAD des 3 plus grosses agglomérations au vu du nombre de toits disponibles. Cependant, comme seuls les toits de plus de 100m² sont conservés cela réduit les possibilités pour les immeubles en centre-ville. Il faut aussi prendre en compte les autres critères appliqués tels que la ressource solaire minimale, le type de ressource du CAD, etc.

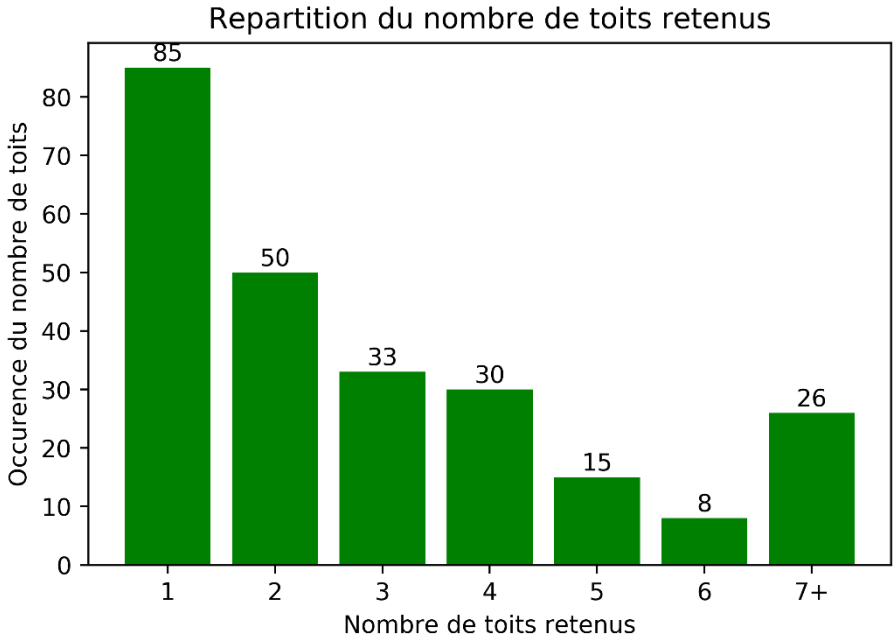


Figure 10 : Répartition de l'occurrence du nombre de toits sélectionnés par le script

La figure ci-dessus, nous permet de voir combien de toits sont retenus pour satisfaire la production solaire. On voit très nettement que le script va privilégier un nombre minimal de toits pour la production solaire. En effet, pour 85 CAD sur les 249 éligibles (34%) le script ne va retenir qu'un seul toit. Seulement 31% des CAD doivent utiliser 4 toits ou plus pour produire la chaleur solaire nécessaire. Cette volonté de minimisation du nombre de toitures retenues va de pair avec la minimisation des coûts et des difficultés techniques d'implantation solaire.



Figure 11 : Représentation cartographique des résultats pour le CAD de la ville de Cartigny

Voici ci-dessus, une représentation des résultats cartographiques obtenus pour le CAD de la ville de Cartigny. On peut voir en vert les toits retenus pour l'installation de panneaux solaires en toiture, et en violet les emplacements possibles pour les panneaux solaires. On peut d'ores et déjà remarquer que l'emplacement des panneaux n'est pas nécessairement optimal car ils ne sont pas regroupés au même endroit. Malgré tout, ces emplacements ne sont qu'un exemple de possibilités.

Résultat pour le cas du canton de Vaud :

La même méthode tout en ajoutant un critère sur la température aller du CAD est appliquée pour le canton de Vaud uniquement.

Le critère sur la température aller des CAD élimine ceux dont la température aller dépasse les 80°C. Ce critère est actuellement discuté et semble trop impactant, passer le seuil à 90°C est envisagé.

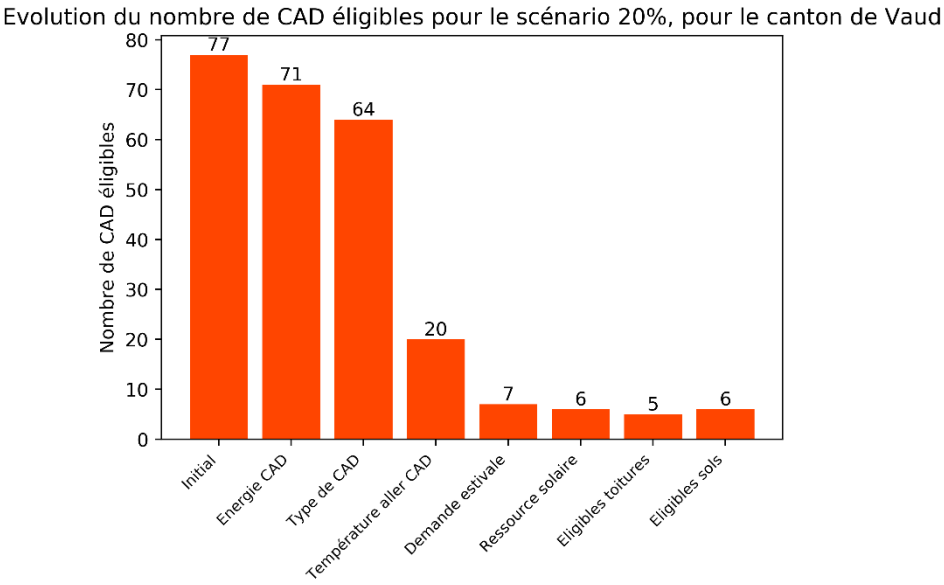


Figure 12 : Evolution du nombre de CAD éligibles en fonction des critères pour le canton de Vaud

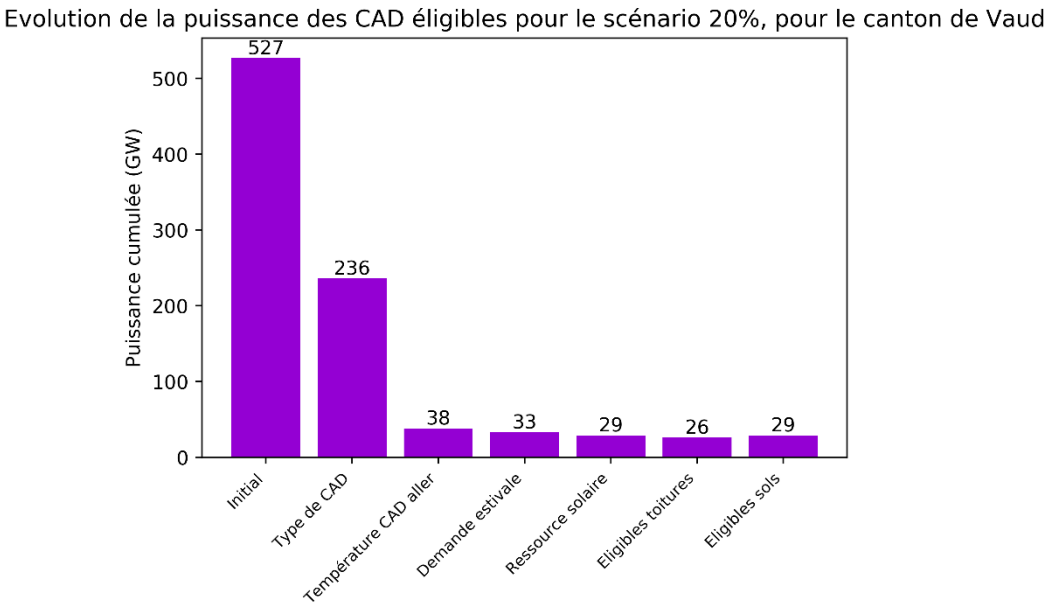


Figure 13 : Evolution de la puissance cumulée des CAD éligibles en fonction des critères pour le canton de Vaud

On peut observer sur la figure 11 que la température aller du CAD est le critère le plus important, en effet il élimine plus des deux tiers des CAD de base. Pour ce qui est de la puissance cumulée, les critères de type de CAD et de température aller sont ceux qui ont le plus d'impact. Ils diminuent la puissance cumulée des CAD de plus de 90%.

On remarque sur la figure 13 le peu de CAD éligibles, ainsi que l'hétérogénéité de leur emplacement.

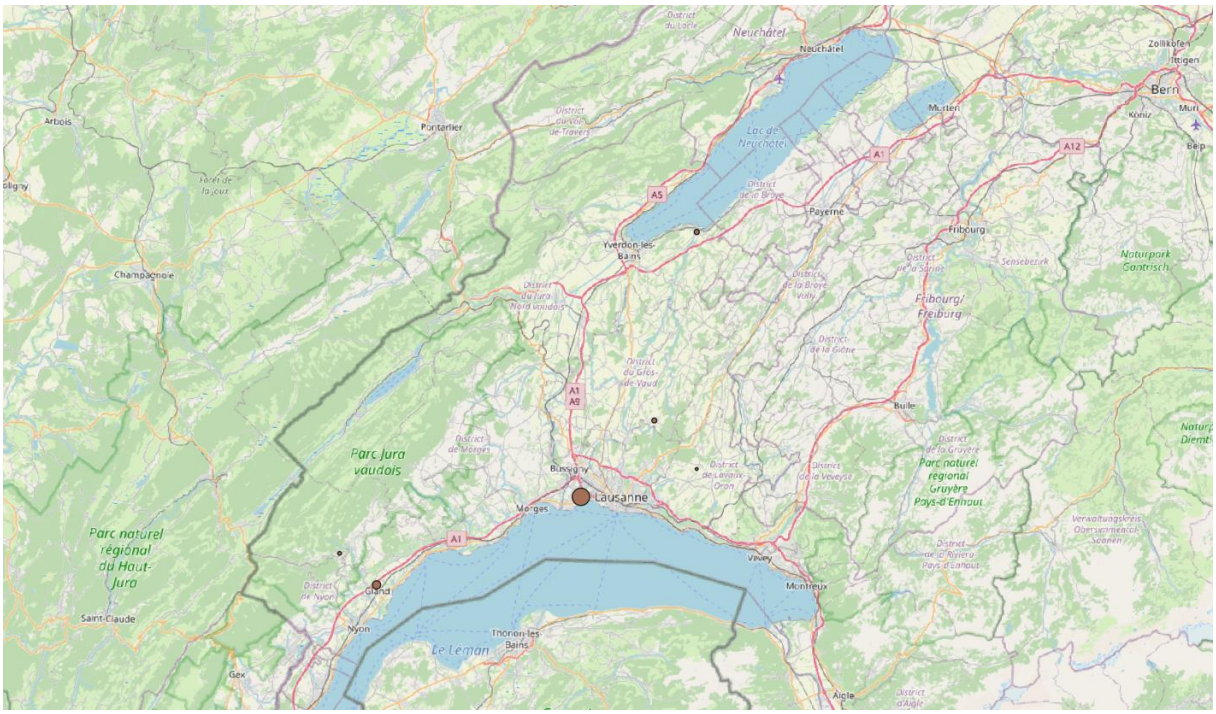


Figure 14 : Carte des CAD éligibles dans le canton de Vaud avec le critère température ajouté

Potentiel des parkings :

Dans cette partie, le script tente de déterminer le potentiel solaire des parkings avec l'installation d'une canopée solaire.

Le pourcentage de surface du parking qui peut être recouvert par cette canopée solaire est estimé à 40% de la surface totale du parking. Les parkings disposant de moins de 500 m^2 de surface au sol disponible ne sont pas retenus.

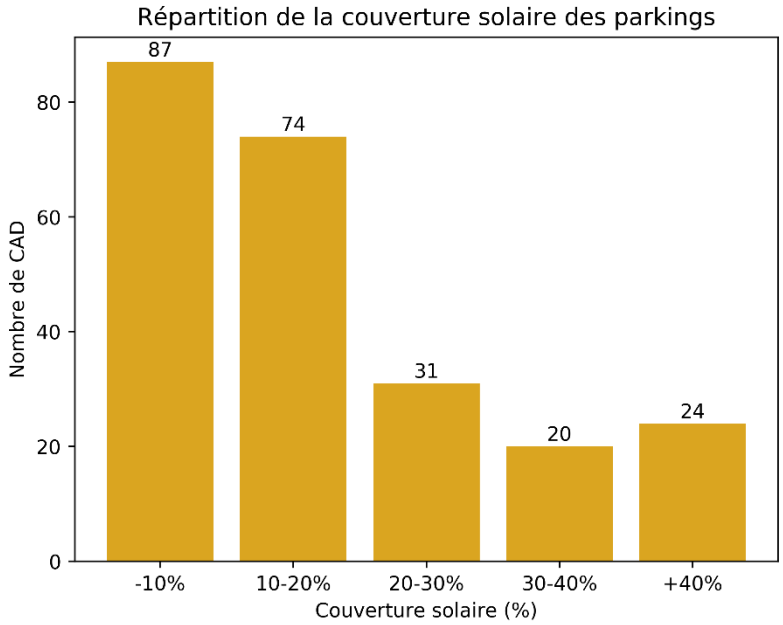


Figure 15 : Couverture solaire potentielle des parkings pour les CAD éligibles

Sous ces conditions, 238 CAD sont retenus par le script. Pour 41% de ces CAD, la couverture solaire grâce à ce type d'installations serait comprise entre 1 et 10%. 40% de ces CAD pourraient avoir une couverture solaire de leurs besoins thermiques comprise entre 10% et 30%. Enfin, 20% pourraient couvrir plus de 30% de leurs besoins thermiques annuels grâce à ce genre d'installations.

La couverture solaire moyenne potentielle avec des panneaux solaires installées sur les parkings est d'environ 16%.

Ces valeurs sont certainement surestimées car les effets d'ombrage de la végétation et du bâti urbain peuvent réduire la chaleur potentiellement produite par ce type d'installation. De plus, l'implantation de solaire thermique en tant que canopée solaire sur les parkings semble néanmoins couteux.

Discussion du travail de stage

Les résultats ont pu montrer l'importance de la quantité et de la qualité des données accessibles afin de faire tourner au mieux le script. En effet, dans le cas du canton de Vaud, on a pu observer l'importance du critère de température qui se révèle être un critère très impactant quant à l'éligibilité des CAD. Il apparaît donc essentiel de développer au mieux la base de données fédérale et les bases de données cantonales en incorporant ces critères afin que les études futures puissent être précises dans leurs résultats.

Le script en lui-même pourrait également être amélioré en incorporant la possibilité de regrouper les panneaux au sol qui se trouvent dans un espace très proche.

Il a été relevé qu'un scénario de couverture des besoins thermiques par le solaire à hauteur de 10 % serait intéressant à analyser. Il permettrait d'englober plus de CAD et de réduire les coûts. Il serait donc utile de l'incorporer plus tard dans le script.

La méthode permet une approche Top-Down qui donne une première approximation du nombre et de la localisation des CAD éligibles à l'implantation de solaire thermique. Ces résultats sont à nuancer car certains paramètres pourraient être affinés, le comportement des réseaux (hydraulique) devrait aussi être simulé pour chaque CAD afin de calculer le rendement d'une telle installation. Enfin les aspects économiques et juridiques pourraient être intégré pour augmenter le réalisme des résultats fournis par le script.

Enfin, il serait intéressant d'effectuer une analyse de sensibilité pour affiner les valeurs des paramètres arbitraires afin d'améliorer la précision des résultats. Comme par exemple les distances minimales, maximales ou le pourcentage de pertes maximales.

TECHNIQUE

HELMo Haute Ecole Libre Mosane

Gramme

Travail de Fin d'Etudes

en vue de l'obtention du grade de
Master en Sciences de l'Ingénieur Industriel
Finalité : **Génie Énergétique Durable**

Potentiel solaire pour les chauffages à distance en Suisse : évaluation par l'étude d'archétype

Tuteur Gramme
Frédéric SENNY
Chargé de cours

Tuteur Entreprise
Jérôme KÄMPF
Fondateur et associé gérant

Société
kaemco LLC
La Riaz, 6
1426 Corcelles-Concise
Suisse

Mémoire présenté par

Cédric Mugabo SERUGENDO

Défense publique le
30 juin 2020

kaemco

CAMPUS de l'OURTHE

« Ibyiza birimbere »

Résumé

Le projet SolCAD ambitionne d'évaluer les possibilités et les limitations de l'intégration du solaire thermique dans les réseaux de chauffage suisses. Pour y parvenir, SolCAD propose plusieurs approches dont celle de l'étude d'archétypes.

Dans cette approche, des réseaux de chauffage ont été sélectionnés et analysés pour permettre une meilleure compréhension de leurs comportements quand le solaire thermique y est intégré comme agent énergétique. Ces réseaux de chauffage ont été choisis afin de représenter au mieux la diversité de ceux installés actuellement en Suisse.

KAEMCO, fort de son expérience, a contribué à la caractérisation de l'irradiation solaire des bâtiments raccordés aux réseaux de chauffage à distance ainsi qu'à leurs zones avoisinantes. Pour y parvenir, KAEMCO a fait appel principalement à CitySim, un logiciel d'analyse des flux d'énergie en milieu urbain.

En plus du projet SolCAD, ce travail expose le projet Ruinettes. Celui-ci a été proposé à KAEMCO par le Centre de Recherche Énergétique et Municipale (CREM) et a pour objectif d'évaluer le potentiel solaire pour un bâtiment en projet. De façon similaire au projet SolCAD, une caractérisation du rayonnement solaire a été effectuée par KAEMCO afin d'évaluer les limitations et les opportunités du solaire.

Mots clés : solaire thermique, énergie solaire, réseau de chauffage, KAEMCO, CitySim, SolCAD

Abstract

The "SolCAD" project aims to assess the possibilities and limitations of integrating solar thermal energy into Swiss heating networks. To achieve this, "SolCAD" suggests several approaches, including the archetypes analysis.

In this approach, heating networks have been selected and analysed to allow a better understanding of their behaviour while solar thermal energy is integrated as an energy source. These heating networks have been chosen in order to reflect the diversity of those currently installed in Switzerland.

KAEMCO, with its proven experience, contributed to the characterization of the solar irradiation of buildings connected to district heating networks as well as their surrounding neighborhood. To achieve this, KAEMCO mainly used CitySim, a software aiming to provide analysis of energy flows in urban areas.

In addition to the "SolCAD" project, this work outlines the "Ruinettes" project. This project was submitted to KAEMCO by the "Centre de Recherches Énergétiques et Municipales" (CREM) and aims to measure the solar potential for a planned building. In a similar way to the SolCAD project, a characterization of solar radiation was carried out by KAEMCO in order to assess the limitations and opportunities of solar energy.

Keywords: solar thermal, solar energy, heating network, KAEMCO, CitySim, SolCAD

Remerciements

Avant tout, je souhaiterais adresser de profonds remerciements au Dr Jérôme Kämpf qui m'a suivi tout au long de mon travail en qualité de tuteur pour l'entreprise KAEMCO. En m'offrant la possibilité d'effectuer mon stage de fin d'études dans l'entreprise qu'il a fondée, il m'a permis d'améliorer mes connaissances dans un cadre bienveillant et convivial. Par ses compétences pédagogiques, il m'a transmis le goût du dépassement de soi ainsi que de la perpétuelle remise en question des choix effectués. Sa rigueur scientifique a largement contribué à élever la qualité de mon travail.

J'exprime ma gratitude à Monsieur Frédéric Senny pour son accompagnement tout au long de ce travail en tant que tuteur pour HELMo Gramme. Malgré la distance géographique ainsi que le contexte sanitaire dans lequel j'ai clôturé mon stage, il a mis tout en œuvre pour organiser le suivi de mon travail de fin d'études. Sa chaleur humaine m'a permis de travailler dans d'excellentes conditions. Son regard critique ainsi que la pertinence de ses questions, de ses remarques et de ses suggestions m'ont permis d'enrichir considérablement la qualité de mon travail.

J'adresse également ma reconnaissance et toute ma sympathie à l'équipe de KAEMCO ainsi qu'aux membres du CREM pour l'excellente ambiance de travail qui a toujours régné dans les bureaux que nous partagions : un environnement de travail propice à la mise en commun des connaissances qui m'ont permis de maitriser de nouvelles compétences.

Je souhaite encore remercier chaleureusement Andrea Mirata, Emmanuel Uwimbabazi, Hugues Ngango, Ivan Shema, Loris Mugisha, Louise Niyitegeka, Michel Mugisha, Pauline Mugisha et Rayan-Faustin Mugisha pour tous les bons moments passés ensemble qui m'ont procuré l'équilibre nécessaire à l'aboutissement de ce travail.

Rares sont les objectifs ambitieux qui peuvent s'effectuer sans le concours d'une famille aimante et d'amis bienveillants : j'adresse ma profonde gratitude envers mes parents, Eugénie Nzabamwita et Marc Serugendo, mais également envers Jeremy Nshimiyimana, Aneline Nshimiyimana, Benoit Debatty, Céline Honorine Nshimiyimana, Clarisse Serugendo Mushimiyimana, Damascène Nshimiyimana, Gregory Thibaut, Henriette Nasemiyu Serugendo, Josiane Beauvois, Marie Alice Umuhoza, René Dardenne, Patrick Micomyiza, Valentine Umulisa, Victoria Nikomeze.

Avant-propos

Pour parachever ma formation à l'Institut HELMo Gramme, j'ai effectué un échange académique d'un semestre à la Haute École Spécialisée de Suisse Occidentale. Lors de ce séjour, j'ai assisté au cours du Dr Jérôme Kämpf, chercheur senior à l'Idiap mais également fondateur et associé gérant de l'entreprise KAEMCO.

Il me tenait à cœur d'opter pour un travail de fin d'études dans le domaine de l'énergie. C'est donc avec un grand intérêt que j'ai répondu à la proposition de stage faite par le Dr Kämpf.

Pendant ce séjour, j'ai eu la chance d'enrichir mes connaissances et de rencontrer des professionnels du métier qui m'ont fait profiter de leurs expériences et, par-dessus tout, de leur bienveillance.

Ce rapport est le fruit du travail que j'ai effectué pour KAEMCO, selon un objectif double. D'une part, dans le cadre de mon travail de fin d'études, il vise à démontrer l'étendue de mes connaissances techniques ainsi que la manière dont elles m'ont servi pour mener à bien les missions qui m'ont été confiées. D'autre part, il devrait permettre aux personnes intéressées, notamment les prochains stagiaires de KAEMCO ou encore les partenaires de projets, de s'approprier plus facilement les outils qui pourraient leur être utiles.

La demande de KAEMCO à mon égard, en tant que stagiaire, était initialement la production de valeurs d'ensoleillement pour les cas d'étude du projet SolCAD. Ce travail de fin d'études a même permis d'aller plus loin, à la fois dans le cadre du projet complémentaire Ruinettes et dans l'analyse chiffrée des résultats.

Lexique

A_E en référence à « la surface de référence », le total des surfaces de planchers de tous les locaux chauffés situés à l'intérieur d'un bâtiment.

A_{TH} en référence à la « surface de l'enveloppe thermique », la superficie des surfaces enveloppant les locaux chauffés.

CAD en référence à « chauffage à distance ».

CitySim en référence au logiciel homonyme de simulation des flux énergétiques en milieu urbain ainsi qu'à l'interface graphique associée, CitySim Pro.

CLI en référence au fichier texte, fourni à CitySim, contenant les informations climatologiques.

CREM en référence au Centre de Recherche Énergétique et Municipale.

CSV en référence à « Comma Separated Values », un format texte représentant des données tabulaires sous forme de valeurs subdivisées par un séparateur.

DXF en référence à « Drawing eXchange Format », un format de fichier de modélisation 3D.

EGID en référence à « Eidgenössische Gebäudeidentifikator », l'identifiant fédéral suisse pour les bâtiments.

GEOTIFF en référence à « GEOspatial Tagged Image File Format », un format de fichier ajoutant des informations de géoréférencement à une image.

HEXEWKB en référence « HEX-Encoded Well-Known Binary », un format de stockage d'informations géographiques sous forme hexadécimale.

HOR en référence au fichier texte, fourni à CitySim, contenant les informations sur l'horizon lointain.

KAEMCO en référence à l'entreprise kaemco, une entreprise spécialisée dans l'étude des flux d'énergie en milieu urbain.

LESBAT en référence au Laboratoire d'Énergétique Solaire et de Physique du Bâtiment de la Haute École d'Ingénierie et de Gestion du canton de Vaud.

Minergie en référence à un label de construction suisse pour les bâtiments neufs ou rénovés.

MoPEC en référence au « Modèle de Prescriptions Énergétiques des Cantons », un ensemble de prescriptions énergétiques.

Notepad++ en référence à un éditeur de texte intégrant la coloration syntaxique.

OFEN en référence à « Office Fédéral de l'Énergie », l'office fédéral compétent en matière d'énergie en Suisse.

pgAdmin en référence à un logiciel de gestion de base de données PostgreSQL.

PLANAIR en référence au bureau d'ingénieurs Planair.

Python en référence à un langage de programmation.

RAL en référence à « Reichsausschuß für Lieferbedingungen », un système de codification des couleurs.

RegBL en référence au « Registre fédéral des Bâtiments et des Logements », un registre contenant des informations sur les bâtiments en Suisse.

SHP en référence à « Shapefile », un format de fichier pour les systèmes d'informations géographiques.

SKP en référence au format de sauvegarde par défaut de SketchUp.

SQL en référence à « Structured Query Language », un langage informatique d'exploitation des bases de données relationnelles.

STL en référence à « Stereo-Lithography », un format utilisé dans les logiciels de stéréolithographie permettant notamment de créer des objets solides sur base d'un modèle numérique.

SW en référence à « Shortwave », un fichier texte fourni par CitySim contenant les informations sur l'ensoleillement par onde courte.

swissALTI3D en référence à un modèle altimétrique numérique décrivant la topographie en Suisse.

swissBUILDINGS3D en référence à « swissBUILDINGS3D 2.0 », un modèle de données 3D des bâtiments en Suisse.

TH en référence à « thermique », un fichier texte fourni par CitySim contenant les informations sur des indicateurs énergétiques.

UUID en référence à « Universally Unique Identifier », l'identifiant des objets pour les jeux de données swissBUILDINGS3D.

VF en référence à « View Factor », un fichier texte fourni par CitySim contenant les informations sur les surfaces.

WKT en référence à « Well-Known Text », un format de stockage d'informations géographiques sous forme de chaînes de caractères.

XML en référence à « Extensible Markup Language », un fichier texte représentant des données, décrites par des attributs, en les séparant par des balises.

Table des illustrations

Figure 1 - Les trois piliers de la stratégie énergétique 2050 [2]. 1

Figure 2 - Procédure pour la création d'un modèle 3D [9]–[11]. 6

Figure 3 - Définition correcte d'un bâtiment [8]. 7

Figure 4 - Projet Ruinettes : Modèle numérique du terrain. 7

Figure 5 - Bâtiment « ID13 » vu du dessus : toutes les balises reconnues par CitySim. 8

Figure 6 - Bâtiment « ID13 » vu du dessous : toutes les balises reconnues par CitySim. 8

Figure 7 - Bâtiment « ID12 » - Balise pour maison simple. 9

Figure 8 - Orientation des vecteurs normaux aux parois dans SketchUp. 9

Figure 9 - Procédure pour la création d'un fichier de sauvegarde XML [7], [11], [14]. 10

Figure 10 - Projet Ruinettes : Modèle des bâtiments et du terrain dans CitySim. 11

Figure 11 - Verbier : Extrait du fichier CLI. 13

Figure 12 - Verbier : Extrait du fichier HOR. 13

Figure 13 - Horizon lointain et trajectoire du soleil via Meteonorm. 14

Figure 14 - Arborescence simplifiée du fichier XML. 14

Figure 15 - Exemple simplifié d'une balise « FarFieldObstructions ». 15

Figure 16 - Exemple simplifié d'une balise « Wall ». 15

Figure 17 - Exemple simplifié d'une balise « Roof ». 15

Figure 18 - Exemple simplifié d'une balise « Floor ». 15

Figure 19 - Exemple simplifié d'une balise « Surface ». 15

Figure 20 - Exemple simplifié d'une balise « Ground ». 16

Figure 21 - Valeurs d'albédo en fonction d'une échelle de couleurs [17]. 18

Figure 22 - Profil spectral solaire [18]. 19

Figure 23 - Classification des types de rayonnement [19]. 19

Figure 24 - La composante directe, diffuse et réfléchie du rayonnement solaire [20]. 21

Figure 25 - Extrait d'un fichier « SW ». 21

Figure 26 - Extrait d'un fichier « VF ». 22

Figure 27 - pgAdmin : Interface graphique. 24
Figure 28 -Fenêtre de dialogue WinSCP. 25
Figure 29 - Terminal de commande PuTTy. 26
Figure 30 - QGIS : Visualisation des bâtiments et du réseau de chauffage de Verbier. 27
Figure 31 - Système de coordonnées MN95 [21]. 28
Figure 32 - Carte de la Suisse [22]. 30
Figure 33 - Photographie de Verbier [23]. 31
Figure 34 - Verbier : Carte des courbes de niveaux équidistantes de 10m à l'échelle 1:25 000. 31
Figure 35 - Photographie de Marais-Rouge [25]. 32
Figure 36 - Marais-Rouge : Carte des courbes de niveaux équidistantes de 10m à l'échelle 1:25 000. 32
Figure 37 - Verbier : Méthodologie [7], [9], [10], [26]–[28] 33
Figure 38 - Carte du découpage de la Suisse [30]. 34
Figure 39 - Verbier : Extrait du modèle de bâtiment swissBUILDINGS3D dans SketchUp. 34
Figure 40 - Verbier : Processus de traitement des données swissALTI3D [32]. 37
Figure 41 - Verbier : Positionnement par défaut du modèle numérique du terrain dans SketchUp. 37
Figure 42 - Verbier : Coupe du modèle numérique du terrain dans SketchUp. 38
Figure 43 - Verbier : Modèle numérique du terrain conservé pour la simulation dans SketchUp. 38
Figure 44 - Verbier : Positionnement des données swissBUILDINGS3D et swissALTI3D dans SketchUp. 38
Figure 45 - GeoVITe : Sélection d'une zone. 39
Figure 46 - Verbier : Carte des zones de collecte des données. 40
Figure 47 - Verbier : Modélisation 3D dans CitySim. 40
Figure 48 - Verbier : Zones d'intérêt. 41
Figure 49 - Verbier : Modèle réduit. 42
Figure 50 - Ensoleillement des façades et rayonnement global horizontal. 43
Figure 51 - Trajectoire du soleil. 43

Figure 52 - Élévation solaire [15]. 44
Figure 53 - Verbier : Visualisation de la table « climat » dans pgAdmin. 45
Figure 54 - Verbier : Visualisation de la table « horizon » dans pgAdmin. 46
Figure 55 - Verbier : Visualisation de la table « building_xml » dans pgAdmin. 46
Figure 56 - Verbier : Visualisation de la table « global_irradiance » dans pgAdmin. 48
Figure 57 - Verbier : Visualisation de la table « view_factor » dans pgAdmin. 48
Figure 58 - Verbier : Visualisation de la table « interest_surface_id » dans pgAdmin. 49
Figure 59 - Verbier : Extrait du fichier « VF ». 51
Figure 60 - Verbier : Besoins thermiques des bâtiments et potentiel solaire. 51
Figure 61 - Verbier : Part d'énergie renouvelable et part d'énergie non renouvelable liées aux 225 bâtiments. 53
Figure 62 - Marais-Rouge : Méthodologie [7], [9], [10], [26]–[28]. 54
Figure 63 - Marais-Rouge : Modèle swissBUILDINGS3D (fichier SHP) dans QGIS. 55
Figure 64 - Marais-Rouge : Identification des bâtiments par le numéro UUID. 56
Figure 65 - Marais-Rouge : Importation des données RegBL dans QGIS. 56
Figure 66 - Maris-Rouge : Couche de points au barycentre des bâtiments. 57
Figure 67 - Marais-Rouge : Diagramme de Voronoï. 57
Figure 68 - Marais-Rouge : les objets géométriques, au format HEXEWKB, dans pgAdmin. 58
Figure 69 - Marais-Rouge : les objets géométriques, au format WKT, dans pgAdmin. 59
Figure 70 - Marais-Rouge : Nuage de points réguliers. 60
Figure 71 - Orientation d'une surface. 61
Figure 72 - Angle d'inclinaison. 62
Figure 73 - Marais-Rouge : Détermination du type des surfaces par l'étude de l'inclinaison des surfaces. 63
Figure 74 - Multiprocessing. 63
Figure 75 - Triangulation de Delaunay [39]. 64
Figure 76 - Marais-Rouge : Ensoleillement au 16 juin, à 10h. 66
Figure 77 - Marais-Rouge : Ensoleillement au 16 juin, à 16h. 67

Figure 78 - Marais-Rouge : Ensoleillement au 16 juin, à 12h. 67

Figure 79 - Marais-Rouge : Ensoleillement au 16 juin à 14h. 68

Figure 80 - Marais-Rouge : besoins thermiques des bâtiments et potentiel solaire. 70

Figure 81 - Marais-Rouge : Part d'énergie renouvelable et part d'énergie non renouvelable liées aux 69 bâtiments. 71

Figure 82 - Ruinettes : Méthodologie [7], [9], [10], [14], [40]. 72

Figure 83 - Ruinettes : Plan au format PDF fourni par le CREM. 73

Figure 84 - Ruinettes : Plan, avec orientation, fourni par le CREM. 73

Figure 85 - Ruinettes : Modèle 3D au format SKP fourni par le CREM. 73

Figure 86 - Ruinettes : Modèle simplifié. 74

Figure 87 - Ruinettes : Modélisation des bâtiments et du terrain. 75

Figure 88 - Ruinettes : Irradiance annuelle par onde courte. 76

Figure 89 - Ruinettes : Extrait des résultats de simulation pour la surface 4222. 77

Figure 90 - Ruinettes : Extrait du tableau de la production horaire des panneaux. 78

Figure 91 - Ruinettes : Production photovoltaïque annuelle du bâtiment. (Vue depuis le sud-ouest vers le nord-est) 78

Figure 92 - Ruinettes : Production photovoltaïque annuelle de panneaux bifaciaux. (Vue depuis le sud vers le nord). 79

Figure 93 - Extrait du « Rapport immobilier 2018 » de l'EPFZ [24]. 91

Figure 94 - DEMto3D : Fenêtre de dialogue pour le cas d'étude Verbier du projet SolCAD. 92

Table des équations

Équation 1 - Définition de l'albédo. 17

Équation 2 - Loi de déplacement de Wien. 20

Équation 3 - Définition du rayonnement global. 20

Équation 4 - Définition du rayonnement global horizontal. 44

Équation 5 - Définition d'une surface de référence. 50

Équation 6 - Définition de la surface de l'enveloppe thermique. 50

Équation 7 - Rapport entre la surface de l'enveloppe thermique et la surface de référence. 50

Équation 8 - Calcul des indicateurs 52

Équation 9 - Définition du vecteur directeur surfacique. 61

Équation 10 - Définition du vecteur directeur surfacique : changement de signe. 62

Équation 11 - Détermination de l'angle d'inclinaison. 62

Équation 12 - Ruinettes : Estimation des besoins annuels par mètre carré de surface de référence. 79

Équation 13 - Ruinettes : Estimation de la superficie de la surface de référence. 80

Équation 14 - Ruinettes : Estimation des besoins thermiques annuels. 80

Équation 15 - Ruinettes : Estimation du taux de couverture annuel. 80

Table des tableaux

Tableau 1 - Extrait du tableau d'erreurs d'interpolation annuelle fourni par Meteonorm [15]..... 12

Tableau 2 - Jeu de données climatologiques requis par CitySim. 12

Tableau 3 - Jeu de données relatives à l'obstruction lointaine. 13

Tableau 4 - Valeurs d'albédo pour différentes surfaces [16]. 17

Tableau 5 - Valeurs idéales des facteurs de vue du ciel et de vue du sol. 23

Tableau 6 - Appellation des systèmes de coordonnées. 28

Tableau 7 - Attributs complémentaires au jeu de données climatologiques requis par CitySim.... 45

Tableau 8 - Caractérisation des attributs « class_id » et « description ». 47

Tableau 9 - Récapitulatif des valeurs de calcul pour les besoins thermiques..... 84

Tableau 10 - Récapitulatif des valeurs de calcul de l'impact écologique pour les sols. 85

Tableau 11 - Récapitulatif des valeurs de calcul de l'impact écologique pour les murs. 85

Tableau 12 - Récapitulatif des valeurs de calcul de l'impact écologique pour les toits. 86

Tableau 13 - Verbier : Récapitulatif des résultats pour les besoins énergétiques. 87

Tableau 14 - Marais-Rouge : Récapitulatif des résultats pour les besoins énergétiques. 87

Tableau 15 - Ruinettes : Récapitulatif des résultats pour les besoins énergétiques. 88

Tableau 16 - Verbier : Récapitulatif des résultats pour les impacts écologiques. 89

Tableau 17 - Marais-Rouge : Récapitulatif des résultats pour les impacts écologiques. 89

Tableau 18 - Ruinettes : Récapitulatif des résultats pour les impacts écologiques. 90

Table des matières

1 Introduction 1

1.1 Politique environnementale suisse 1

1.2 Projet SolCAD 2

1.2.1 Approches 2

1.2.1.1 Approche archétypale 2

1.2.1.2 Approche par étude de cas 3

1.2.1.3 Approche par analyse socioéconomique 3

1.2.1.4 Approche par partage d'expériences 3

1.2.2 Partenaires 3

1.2.3 Mon rôle 4

1.3 Projet Ruinettes 5

1.3.1 Cadres 5

1.3.2 Objectif 5

1.3.3 Mon rôle 5

2 Outils 6

2.1 SketchUp 6

2.1.1 Bâtiments 7

2.1.2 Terrain 7

2.1.3 Identification des entités 8

2.1.4 Fichier DXF 9

2.2 CitySim 10

2.2.1 Importation du modèle 3D 11

2.2.2 Importation des données complémentaires 11

2.2.2.1 Modélisation climatologique 12

2.2.2.2 Obstruction lointaine 13

2.2.3 Fichier XML 14

2.2.3.1 Structure 14

2.2.3.2 Paramètres par défaut ... 16
2.2.4 Résultats ... 18
2.2.4.1 Profil spectral ... 19
2.2.4.2 Éclairement des surfaces ... 20
2.2.4.3 Caractéristiques des surfaces ... 22
2.3 Bases de données ... 23
2.3.1 pgAdmin ... 24
2.3.2 PostGIS ... 24
2.3.3 Python ... 25
2.4 Serveur ... 25
2.4.1 WinSCP ... 25
2.4.2 PuTTy ... 26
2.5 QGIS ... 26
2.5.1 Structure des données ... 26
2.5.1.1 Couches ... 27
2.5.1.2 Système de coordonnées ... 27
2.5.1.3 Table d'attributs ... 29
2.5.2 Importation de données ... 29
2.5.3 Exportation vers une base de données ... 29
3 Sélection des cas d'étude ... 30
3.1 Projet SolCAD ... 30
3.1.1 Verbier ... 31
3.1.2 Marais-Rouge ... 32
3.2 Projet Ruinettes ... 32
4 Verbier ... 33
4.1 Méthodologie ... 33
4.2 Collecte et traitement des données ... 33
4.2.1 Bâtiments ... 33

4.2.1.1 Double surface ... 35
4.2.1.2 Orientation des parois ... 35
4.2.1.3 Balise ... 35
4.2.1.4 Données sur le bâtiment ... 35
4.2.2 Terrain ... 36
4.2.2.1 Changement de format ... 36
4.2.2.2 Importation dans SketchUp ... 37
4.2.2.3 Zones d'intérêt ... 41
4.2.3 Climat et horizon lointain ... 41
4.3 Simulation ... 41
4.3.1 Vérification des résultats ... 42
4.3.1.1 Modèle réduit ... 42
4.3.1.2 Résultats préliminaires ... 42
4.4 Résultats ... 45
4.4.1 Stockage ... 45
4.4.1.1 Climat ... 45
4.4.1.2 Obstruction lointaine ... 46
4.4.1.3 Modèle 3D ... 46
4.4.1.4 Résultats de la simulation ... 47
4.4.2 Évaluation des résultats ... 49
4.4.2.1 Méthode de calcul des besoins thermiques ... 49
4.4.2.2 Besoins thermiques ... 51
4.4.2.3 Méthode de calcul de l'impact écologique ... 52
4.4.2.4 Impact écologique ... 52
5 Marais-Rouge ... 54
5.1 Méthodologie ... 54
5.2 Collecte des données ... 54
5.2.1 Bâtiments ... 54
5.2.1.1 Extraction des données ... 54

5.2.1.2 Identification des bâtiments 56
5.2.1.3 Transfert vers la base de données 58
5.2.2 Terrain 59
5.2.2.1 Extraction des données 59
5.2.2.2 Exportation vers la base de données 60
5.2.3 Climat et horizon lointain 60
5.3 Traitement des données 61
5.3.1 Bâtiments 61
5.3.1.1 Classification des surfaces 61
5.3.1.2 Écriture du fichier XML 64
5.3.2 Terrain 64
5.3.2.1 Nuage de points 64
5.3.2.2 Écriture du fichier XML 65
5.3.3 Fichier XML 65
5.4 Simulation 66
5.4.1 Vérification des résultats 66
5.5 Résultats 68
5.5.1 Stockage 68
5.5.1.1 Climat 68
5.5.1.2 Obstruction lointaine 68
5.5.1.3 Modèle 3D 69
5.5.1.4 Résultats de la simulation 69
5.5.2 Évaluation des résultats 70
5.5.2.1 Méthode de calcul des besoins thermiques 70
5.5.2.2 Besoins thermiques 70
5.5.2.3 Méthode de calcul de l'impact écologique 70
5.5.2.4 Impact écologique 71
6 Ruinettes 72
6.1 Méthodologie 72

6.2 Collecte des données 72
6.2.1 Bâtiment 73
6.2.2 Terrain 73
6.2.3 Climat et horizon lointain 74
6.3 Traitement des données 74
6.3.1 Bâtiment 74
6.3.2 Terrain 75
6.3.3 Climat et horizon lointain 75
6.4 Simulation 76
6.4.1 Vérification des résultats 76
6.5 Résultats 77
6.5.1 Stockage 77
6.5.2 Évaluation des résultats 78
6.5.2.1 Production électrique de panneaux photovoltaïques bifaciaux 78
6.5.2.2 Mise en perspective de la production solaire photovoltaïque 79
7 Perspectives 81
7.1 Amélioration du modèle et des besoins de stockage 81
7.2 Calibrage du modèle 81
7.3 Automatisation 81
8 Conclusion 83
9 Annexes 84
9.1 Valeurs de calcul pour les besoins énergétiques 84
9.2 Valeurs de calcul pour les impacts écologiques 85
9.3 Résultats pour des besoins énergétiques 87
9.3.1 Verbier 87
9.3.2 Marais-Rouge 87
9.3.3 Ruinettes 88

9.4 Résultats des impacts environnementaux 89

9.4.1 Verbier 89

9.4.2 Marais-Rouge 89

9.4.3 Ruinettes 90

9.5 Prix de l'immobilier en Suisse 91

9.6 DEMto3D 92

10 Bibliographie 93

1 Introduction

1.1 Politique environnementale suisse

Après la catastrophe nucléaire de Fukushima en 2011, le gouvernement suisse s'est prononcé en faveur d'une sortie progressive du nucléaire. Cette décision impliqua un changement profond dans le système énergétique du pays. Pour ce faire, le Conseil fédéral suisse a élaboré la « Stratégie Énergétique 2050 » [1].

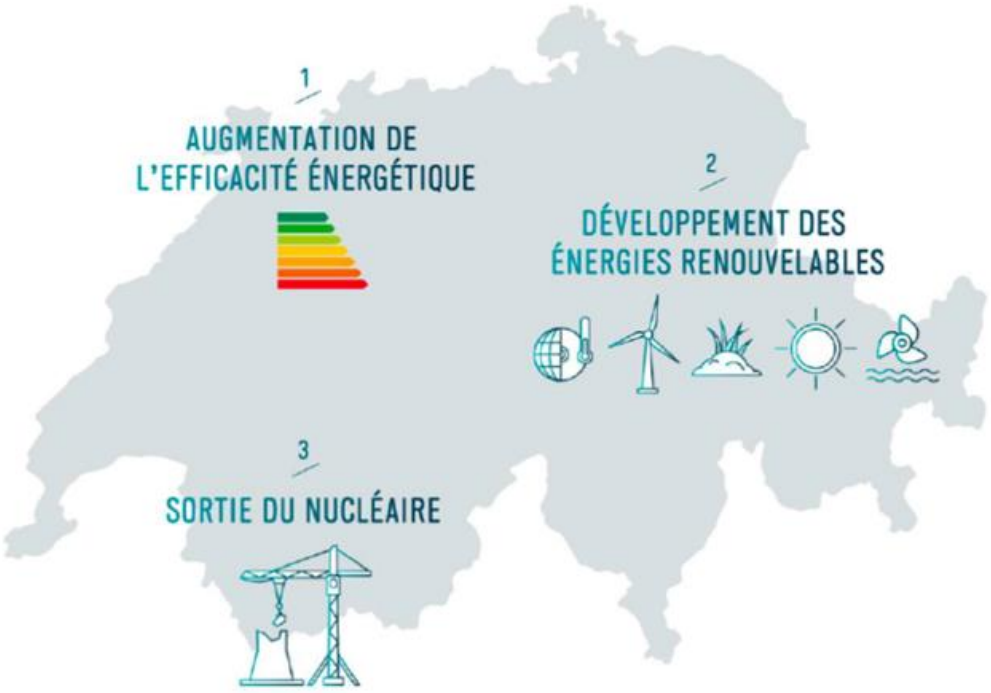


Figure 1 - Les trois piliers de la stratégie énergétique 2050 [2].

En mai 2017, la population suisse s'est exprimée en faveur de la Stratégie Énergétique 2050. Cette dernière repose essentiellement sur trois piliers :

1. L'augmentation de l'efficacité énergétique ;
2. Le développement des énergies renouvelables ;
3. La sortie du nucléaire.

Dans cette dynamique, l'Office Fédéral de l'Énergie (OFEN) a lancé un appel à propositions pour le programme de recherche « Chaleur solaire et stockage de la chaleur » [3].

Ce programme de recherche traite du chauffage et de la climatisation des bâtiments en se focalisant sur les applications solaires et leur intégration dans l'approvisionnement en chaleur des bâtiments afin d'apporter une contribution substantielle à l'objectif visé.

Les trois thématiques de ce programme sont :

1. Les « systèmes drain-back pour immeubles d'habitation » ;
2. Le rôle de la chaleur solaire et du stockage de la chaleur dans la Stratégie Énergétique 2050 ;
3. Les concepts intégrant la chaleur solaire pour MoPEC [4] et Minergie [5].

1.2 Projet SolCAD

En réponse à la deuxième thématique du programme « Chaleur solaire et stockage de la chaleur », le projet SolCAD a été proposé à l'OFEN par un consortium.

Ce projet a pour objectif d'évaluer les opportunités ainsi que les limitations du développement du solaire thermique comme agent énergétique dans les réseaux de chauffage à distance en Suisse.

Ce projet d'envergure, s'étalant sur 2 ans, est subdivisé en quatre approches assumées par plusieurs partenaires associés.

1.2.1 Approches

Pour mener à bien ce projet, quatre approches complémentaires sont employées. Celles-ci ont pour objectif d'apporter une vision la plus large et la plus pertinente possible du potentiel solaire en Suisse.

1.2.1.1 Approche archétypale

Un réseau de chauffage à distance peut être caractérisé par son environnement et l'espace disponible, son système de stockage, l'agent énergétique employé, etc.

En tenant compte de ces paramètres, cette approche permet une classification systématique des réseaux de chauffage à distance rendant ainsi l'évaluation du potentiel du solaire thermique plus pertinente.

Ainsi, il ne sera pas nécessaire d'analyser individuellement chaque réseau de chauffage à distance. Il suffira de sélectionner le réseau type le plus représentatif de sa catégorie et d'en faire l'analyse : celle-ci s'effectuera dans le cadre de l'approche archétypale.

1.2.1.2 Approche par étude de cas

Une simulation de trois cas d'étude, proposée dans le cadre de l'approche archétypale, est réalisée. Ces simulations tiennent compte en particulier de l'environnement, du système de stockage de chaleur, du type de capteur thermique et du réseau de chauffage.

L'objectif est d'obtenir une meilleure compréhension du comportement des réseaux de chauffage après l'intégration du solaire thermique.

Les données récoltées sont employées dans l'approche par analyse socioéconomique.

1.2.1.3 Approche par analyse socioéconomique

Le solaire thermique connait une croissance importante en Europe. Le Danemark, la Suède, l'Allemagne et l'Autriche développent, de plus en plus, des réseaux de chaleur intégrant le solaire thermique [6].

Le but est d'identifier, au niveau international, les barrières et les leviers permettant une viabilité économique du solaire thermique comme agent énergétique dans les réseaux de chaleur. Ces informations permettront ensuite de déduire si ce type de technologie est également viable en Suisse.

1.2.1.4 Approche par partage d'expériences

Un groupe d'accompagnement est formé par des partenaires industriels et des associations professionnelles, appelés à confronter leurs expériences aux résultats obtenus dans les trois autres approches.

1.2.2 Partenaires

Le consortium à l'origine du projet SolCAD rassemble les acteurs suivants :

- Le centre de recherche CREM

Association fondée par la Ville de Martigny et l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne, le Centre de Recherche Énergétique et Municipale (CREM) est un centre de R&D, de services et d'information, actif dans le domaine de l'énergie en milieu urbain.

- Le bureau PLANAIR

Créé en 1985, le bureau d'ingénieurs Planair (PLANAIR) s'est engagé à promouvoir les économies d'énergie, le recours aux énergies renouvelables et la protection de l'environnement.

- Le laboratoire LESBAT

Créé au début des années 80 à la Haute École d'Ingénierie et de Gestion du canton de Vaud (HEIG-VD), le Laboratoire d'Énergétique Solaire et de Physique du Bâtiment (LESBAT) a pour objectif de contribuer à la réduction de la consommation d'énergie primaire et à la réduction des impacts environnementaux des bâtiments.

- L'entreprise KAEMCO

Fondée en 2013 par le Dr Jérôme Kämpf, chercheur sénior à l'Institut de recherche Idiap, KAEMCO est une entreprise spin-off du Laboratoire d'Énergie Solaire et de Physique du Bâtiment (LESO-PB) de l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL).

Spécialisée dans la simulation numérique des flux d'énergie à l'échelle urbaine, KAEMCO fournit également des supports techniques pour le logiciel de simulation CitySim et ajoute les dimensions de l'énergie et du confort aux données géométriques 3D [7].

1.2.3 Mon rôle

L'entreprise KAEMCO intervient dans le projet SolCAD principalement dans l'approche par étude de cas. L'un de ses rôles est de caractériser, sur base de simulations numériques, l'irradiation solaire des surfaces d'intérêt. Cette caractérisation est réalisée pour trois cas d'étude déterminés par l'approche archétypale.

Après la proposition de stage du Dr Jérôme Kämpf, fondateur et associé gérant, j'ai rejoint l'équipe de KAEMCO pour réaliser ce travail de fin d'études.

Ma mission consistait à collecter, pour chaque cas d'étude sélectionné, des informations permettant la création d'un modèle 3D. Sur base de ce modèle, j'ai lancé une simulation sur le logiciel CitySim. Une fois les résultats de la simulation obtenus, j'ai extrait les informations concernant l'ensoleillement des surfaces captatrices. Ensuite, j'ai stocké ces informations dans une base de données afin de les rendre accessibles au partenaire de la Haute École d'Ingénierie et de Gestion du canton de Vaud.

Tout au long de mon travail, j'ai collaboré étroitement avec le Dr Jérôme Kämpf. J'ai également bénéficié du soutien de l'ensemble de l'équipe du CREM ainsi que des stagiaires employés par KAEMCO.

1.3 Projet Ruinettes

Le CREM apporte un soutien aux collectivités publiques et aux entreprises dans leurs efforts d'efficience énergétique. Dans cette dynamique, le CREM mène des projets favorisant l'intégration d'énergies renouvelables. Le projet Ruinettes est l'un d'entre eux.

Pour mener à bien ce projet, le CREM s'est associé à KAEMCO.

1.3.1 Cadres

Le projet Ruinettes étudie un bâtiment qui doit encore être construit. Il sera installé à proximité de bâtiments déjà existants. Ceux-ci ont la particularité d'avoir une demande importante en chaleur.

Par ce projet, le CREM souhaite évaluer l'autonomie de ce bâtiment, mais également sa capacité à fournir en énergie les bâtiments aux alentours.

1.3.2 Objectif

Par ce projet, il sera question d'évaluer le potentiel solaire comme agent énergétique afin de répondre, du moins partiellement, à cette demande.

1.3.3 Mon rôle

Ma mission était de fournir, sur une base horaire, les valeurs d'ensoleillement du bâtiment. Plus particulièrement, j'ai calculé l'ensoleillement capté par les panneaux ainsi qu'une estimation de la production électrique obtenue.

2 Outils

Afin de mener à bien nos projets, nous avons exploité divers outils :

- SketchUp, un logiciel de conception assisté par ordinateur, comme expliqué au point 2.1 ;
- CitySim, un logiciel de simulation de flux énergétique, comme expliqué au point 2.2 ;
- Les bases de données de KAEMCO, comme expliqué au point 2.3 ;
- Le serveur de KAEMCO, comme expliqué au point 2.4 ;
- QGIS, comme expliqué au point 2.5.

Ces outils nous ont permis de manipuler, de visualiser et de sauvegarder les informations utiles à notre étude.

2.1 SketchUp

Parmi les logiciels de modélisation 3D disponibles sur le marché, Rhinoceros et SketchUp sont les mieux intégrés à CitySim en raison de leurs facilités d'utilisation et de la disponibilité d'options d'exportation simplifiées.

Le modèle 3D créé pour la simulation par CitySim ne tient pas compte de la végétation. Seuls les bâtiments et le terrain sont représentés. Chaque bâtiment et chaque parcelle de terrain sont définis par un assemblage de polygones identifiés de manière univoque.

Pour le projet SolCAD ainsi que pour le projet Ruinettes, la modélisation 3D est réalisée avec le logiciel SketchUp [8].



Figure 2 - Procédure pour la création d'un modèle 3D [9]–[11].

Tout d'abord, nous avons modélisé les bâtiments présents dans la scène. Ensuite, nous avons également modélisé le terrain et les bâtiments de la scène. Puis, nous avons identifié le type des polygones composant notre modèle. Enfin, nous avons exporté notre modèle au format DXF.

2.1.1 Bâtiments

Afin que l'importation dans CitySim puisse se réaliser, il est nécessaire que les bâtiments soient représentés uniquement par les parois extérieures, à savoir les toits et avant-toits, les murs et les sols des étages inférieurs.

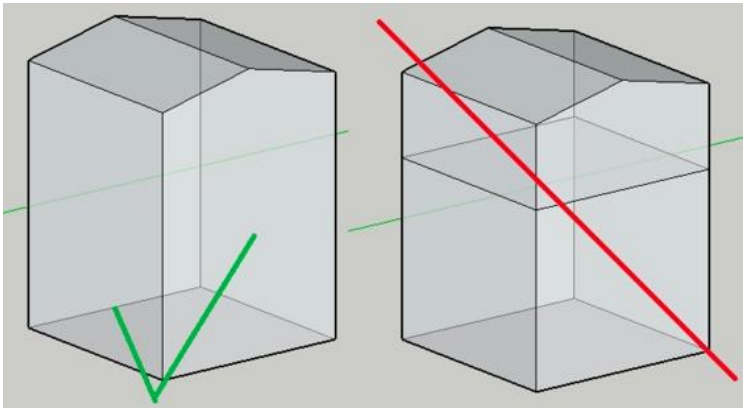


Figure 3 - Définition correcte d'un bâtiment [8]**.**

Comme le montre la Figure 3 ci-dessus, si le modèle n'est pas creux, l'importation dans CitySim ne pourra pas se faire correctement.

2.1.2 Terrain

Le terrain de la scène étudiée est représenté par des polygones adjacents, comme illustré par la Figure 4. Un compromis doit être effectué entre la précision, autrement dit le nombre de polygones, et le temps de calcul. En effet, les résultats d'ensoleillement finissent par ne plus changer de manière significative avec la précision du modèle de terrain.

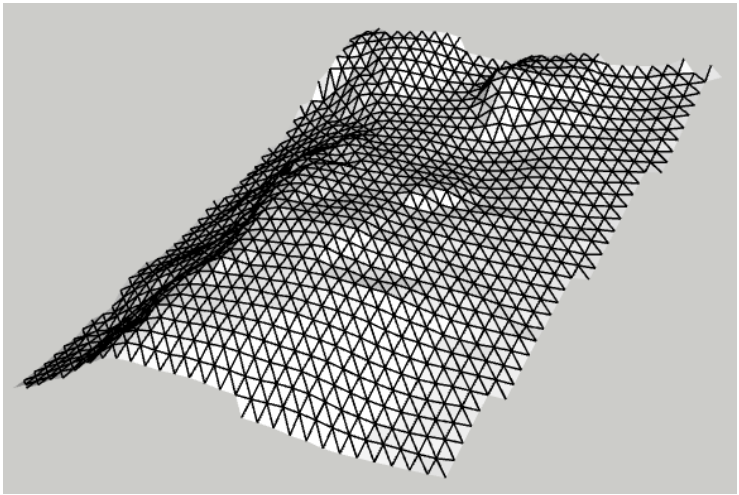


Figure 4 - Projet Ruinettes : Modèle numérique du terrain.

De plus, il faut veiller à ce que le modèle de terrain couvre une surface suffisamment importante autour du bâtiment. Cela permet à CitySim de prendre en compte les rayons lumineux arrivant sur un bâtiment depuis une réflexion des rayons lumineux sur le sol.

2.1.3 Identification des entités

Dans SketchUp, il est possible d'indiquer la nature des parois à l'aide de balises plus spécifiques. Ces balises sont interprétées par CitySim afin de créer un modèle cohérent.

La structure de ces balises est la suivante : nom du bâtiment, dièse et identification du type de l'entité. Les types d'entités reconnus par CitySim sont : les toits, les avant-toits, les murs, le sol de l'étage inférieur, le terrain ainsi que les bâtiments et constructions créant de l'ombre.

Les structures des balises correspondantes sont les suivantes :

- NomDuBâtiment#ROOF : pour identifier le toit du bâtiment ;
- NomDuBâtiment#SURFACE : pour identifier les éléments du bâtiment créant uniquement de l'ombre sur le bâtiment (par exemple les avant-toits) ;
- NomDuBâtiment#FACADE : pour identifier les murs du bâtiment ;
- NomDuBâtiment#FLOOR : pour identifier le plancher du bâtiment ;
- #GROUND : pour identifier le terrain ;
- #SHADING : pour identifier les éléments faisant de l'ombre dans la scène.

La Figure 5 et la Figure 6 illustrent l'emploi de ces balises pour le bâtiment « ID13 ».

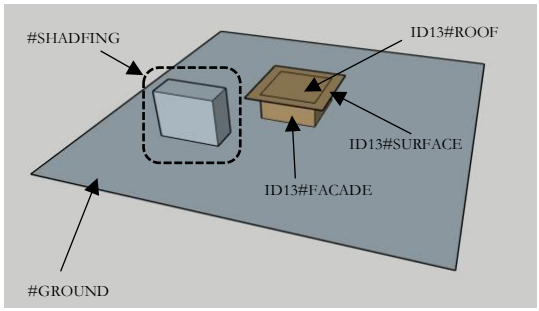


Figure 5 - Bâtiment « ID13 » vu du dessus : toutes les balises reconnues par CitySim.

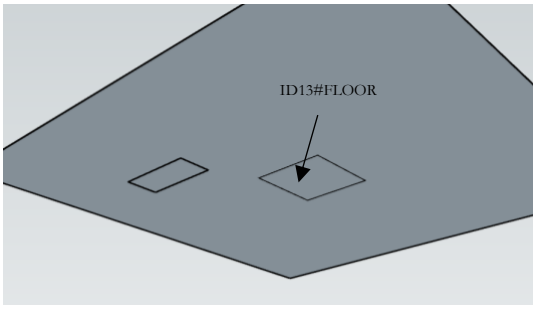


Figure 6 - Bâtiment « ID13 » vu du dessous : toutes les balises reconnues par CitySim.

Pour des modèles parallélépipédiques simples, l'identification du bâtiment dans SketchUp peut se réaliser par une seule balise pour toutes les géométries constitutives du bâtiment.

Par exemple, les parois du bâtiment « ID12 », représenté à la Figure 7, seront toutes identifiées par la même balise, à savoir « ID12 ». Dans ce cas, la détermination du type de la surface est effectuée par CitySim sur base de l'étude du vecteur normal à la paroi étudiée, comme expliqué au point 2.1.4.

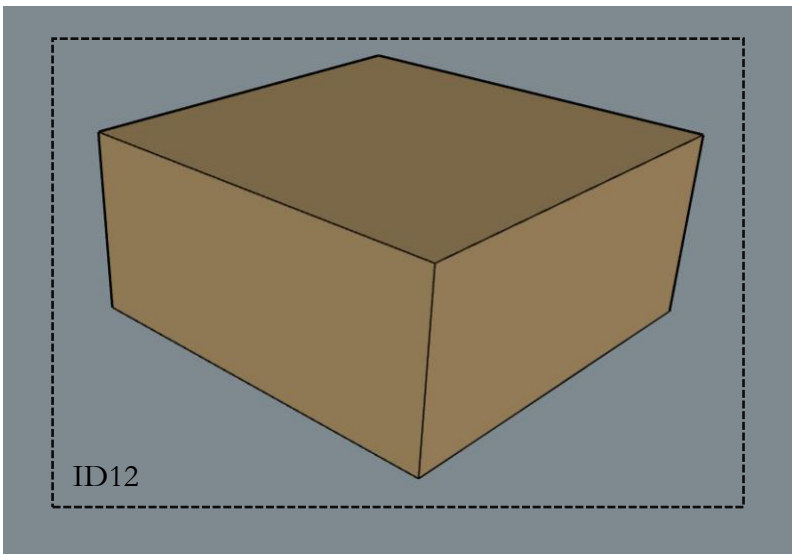


Figure 7 - Bâtiment « ID12 » - Balise pour maison simple.

Pour pouvoir identifier toutes les entités du modèle, il faut tout d'abord vérifier l'orientation des surfaces. Dans SketchUp, les parois possèdent un vecteur normal. Il est possible de visualiser l'orientation des parois, c'est-à-dire l'orientation des vecteurs normaux, en définissant une couleur aux parois dont le vecteur normal est orienté vers l'intérieur du bâtiment. Une autre couleur est donnée aux parois dont le vecteur normal est orienté vers l'extérieur du bâtiment.

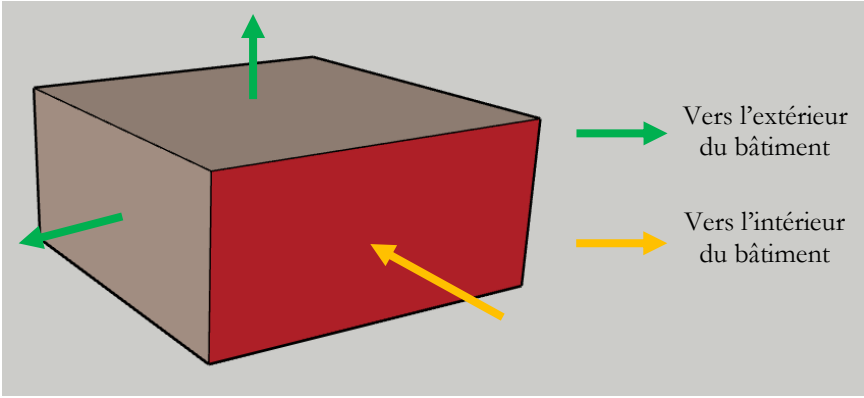


Figure 8 - Orientation des vecteurs normaux aux parois dans SketchUp.

Comme illustré à la Figure 8, les parois marrons ont leurs vecteurs normaux orientés vers l'extérieur du bâtiment ; alors que la paroi rouge a son vecteur normal orienté vers l'intérieur du bâtiment. Grâce à ce code couleur, il est facile d'orienter les vecteurs normaux vers l'extérieur du bâtiment.

2.1.4 Fichier DXF

Une fois la modélisation des bâtiments et du terrain terminée, une sauvegarde au format DXF a été effectuée, par une extension dans SketchUp développée par le Dr Jérôme Kämpf.

Ce format de fichier offre l'avantage de pouvoir être importé dans CitySim.

2.2 CitySim

CitySim est un logiciel développé à l'École Polytechnique Fédérale de Lausanne (EPFL). Celui-ci vise à fournir une aide à la décision aux planificateurs énergétiques et aux parties prenantes afin de minimiser l'utilisation nette de sources d'énergies non renouvelables ainsi que des émissions de gaz à effet de serre associées [12].

La fiabilité de ce programme a été prouvée par le succès de son emploi dans de nombreux projets [4] [6] : OSCARS, CCEM-UMEM, CCEM-IDEAS4cities.

Dans le cadre du projet SolCAD, le logiciel CitySim a été employé pour caractériser l'irradiation des surfaces d'intérêt.

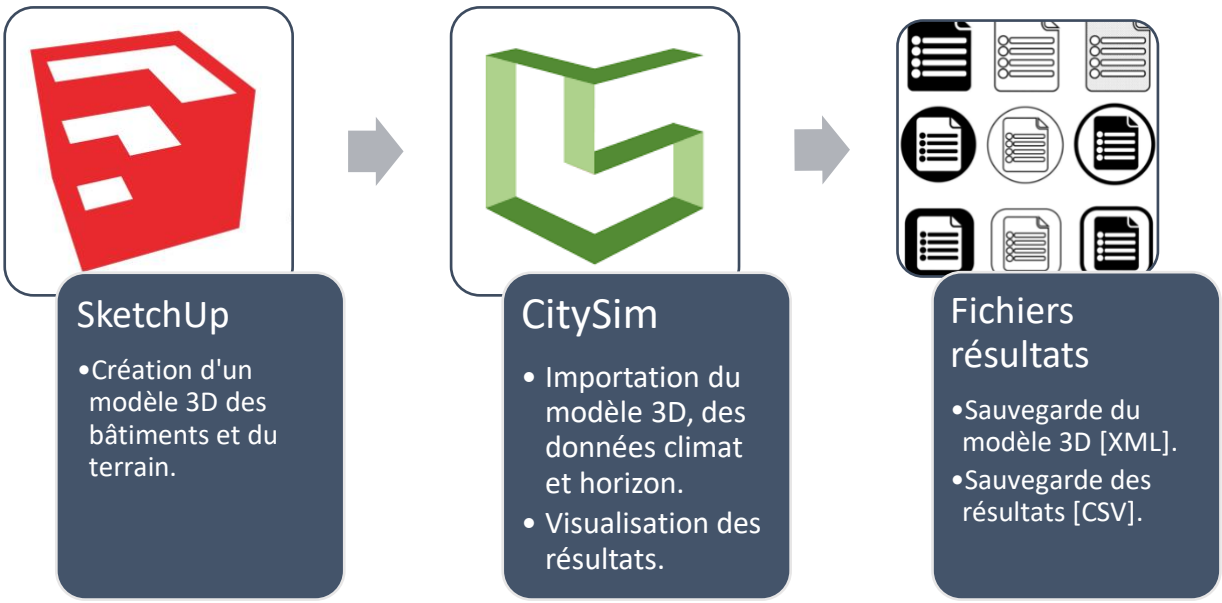


Figure 9 - Procédure pour la création d'un fichier de sauvegarde XML [7], [11], [14]**.**

Pour obtenir les valeurs d'ensoleillement, nous devons tout d'abord créer un modèle 3D des bâtiments et du terrain aux alentours par un logiciel de modélisation.

Ensuite, nous devons fournir, au logiciel CitySim, les données nécessaires à la création d'un modèle du climat et de l'horizon lointain.

Enfin, nous rassemblons le modèle 3D ainsi que les données climatologiques et topographiques grâce à CitySim. Ce modèle final est sauvegardé dans un fichier au format XML.

Ce fichier XML nous permet de lancer des simulations et d'obtenir les valeurs d'ensoleillement.

2.2.1 Importation du modèle 3D

Une fois le modèle des bâtiments et du terrain sauvegardé au format DXF, nous l'avons importé dans l'interface graphique du solveur CitySim, comme illustré par la Figure 10. Lors de cette importation, CitySim distingue une façade d'un toit ou d'un sol sur base du vecteur normal associé à la paroi en question. Pour que cette identification puisse se faire, les surfaces doivent être correctement orientées, comme illustré par la Figure 8.

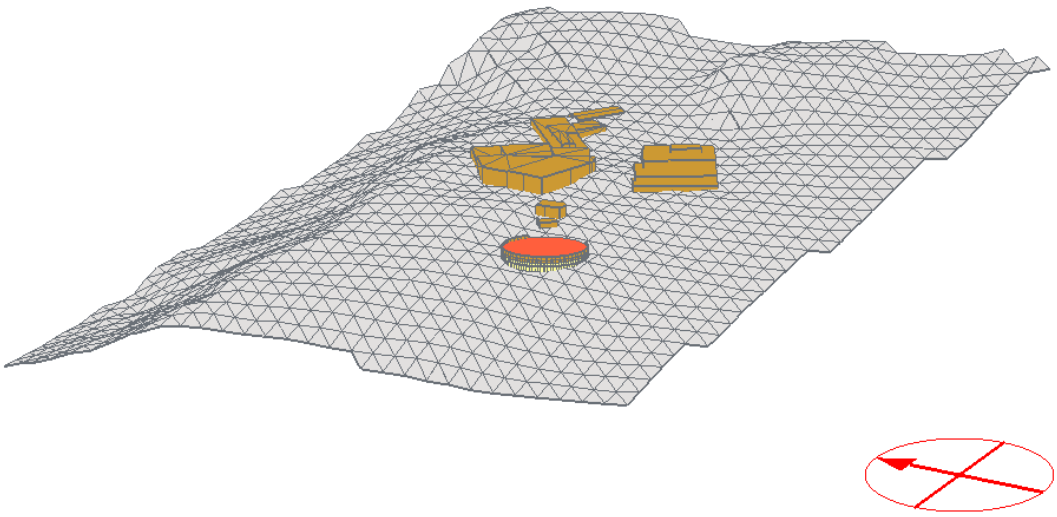


Figure 10 - Projet Ruinettes : Modèle des bâtiments et du terrain dans CitySim.

Un vecteur orienté vers le bas indique que la paroi étudiée définit une partie du sol du bâtiment. Un vecteur horizontal ou un vecteur orienté vers le haut indiquent respectivement que la paroi étudiée est un mur ou un toit du bâtiment.

2.2.2 Importation des données complémentaires

Pour résoudre une simulation, CitySim a besoin, en plus de la modélisation 3D de la scène, d'informations complémentaires relatives au climat et à la topographie.

Pour obtenir ces informations, nous avons employé Meteonorm, un logiciel fournissant des données climatologiques ainsi que des données sur l'horizon lointain.

Nous avons extrait ces valeurs pour une année météorologique type. Quand aucune station météo ne se trouve à proximité, Meteonorm effectue une interpolation [15] avec les stations aux alentours afin de fournir une approximation des valeurs souhaitées.

	Irradiation globale horizontale (%)	Température de l'air (°C)	Vitesse du vent $\left(\frac{m}{s}\right)$	Précipitations (%)
Période	2015 - 1961	2000 - 2009	2000 - 2009	2001 - 2015
Europe	6.3	1.0	1.2	25
Suisse	6.7	1.0	1.2	24
Tous les continents	6.9	1.2	1.0	27

Tableau 1 - Extrait du tableau d'erreurs d'interpolation annuelle fourni par Meteonorm [15]**.**

Comme le montre le Tableau 1, les erreurs d'interpolation sont relativement modérées.

2.2.2.1 Modélisation climatologique

Pour les données relatives au climat, les informations requises pour la simulation sont le rayonnement diffus horizontal et le rayonnement direct normal, la température de l'air, la température du sol, la vitesse du vent, la direction du vent, l'humidité relative, les précipitations et la nébulosité. Ces données sont reprises dans le Tableau 2.

Symbole	Description	Unité
d	Jour	Jour
m	Mois	Mois
h	Heure	Heure
G_Dh	Rayonnement diffus horizontal	W/m2
G_Bn	Rayonnement direct normal	W/m2
Ta	Température de l'air	°C
Ts	Température du sol	°C
FF	Vitesse du vent	m/s
DD	Direction du vent	°
RH	Humidité relative	%
RR	Précipitations	mm
N	Nébulosité	Octas

Tableau 2 - Jeu de données climatologiques requis par CitySim.

Ces données doivent couvrir une année complète avec une granularité horaire. Ainsi, la valeur introduite pour 13h est la moyenne calculée entre 12h30 et 13h30.

Ces informations sont fournies à CitySim, dans un fichier CLI comme illustré par la Figure 11, et ajoutées au modèle. La première ligne contient le nom de la localité étudiée, et la seconde ligne donne les informations sur la localisation choisie : la latitude, la longitude, l'altitude et le méridien du lieu étudié.

```
Verbier
46.0982,7.2254,1492,1

 dm   m   h  G_Dh  G_Bn    Ta     Ts    FF    DD    RH    RR    N
  1   1   1    0     0    -9.6   -13.7  0.6   218   50    0.0   0
  1   1   2    0     0    -10.4  -14.9  0.2   252   54    0.0   0
  1   1   3    0     0    -11.2  -15.7  0.2   249   55    0.0   0
  1   1   4    0     0    -11.7  -16.0  0.5   265   56    0.0   0
```

Figure 11 - Verbier : Extrait du fichier CLI.

Les lignes suivantes contiennent le jeu de données climatologiques pour une année type.

2.2.2.2 Obstruction lointaine

Pour le second jeu de données relatives à l'obstruction lointaine, l'information requise est l'élévation de l'horizon observée depuis le centre de la scène pour une direction donnée, comme illustré par le Tableau 3.

Description	Unité
Azimut	°
Élévation	°

Tableau 3 - Jeu de données relatives à l'obstruction lointaine.

Ces informations permettront à CitySim de tenir compte de l'obstruction créée par les éléments du paysage : montagne, vallée, etc.

Ces informations sont fournies à CitySim, dans un fichier HOR comme illustré par la Figure 12, et ajoutées au modèle.

```
-180 15
-179 15
-178 15
-177 14
-176 14
-175 14
-174 14
-173 14
```

Figure 12 - Verbier : Extrait du fichier HOR.

Chaque ligne du fichier HOR donne l'azimut (°) et l'élévation de l'horizon (°). L'azimut est discrétisé avec un pas de 1°. Comme illustré par la Figure 13, le *sud* correspond à un azimut de 0°, l'*est* à un azimut -90° et l'*ouest* à un azimut +90°.

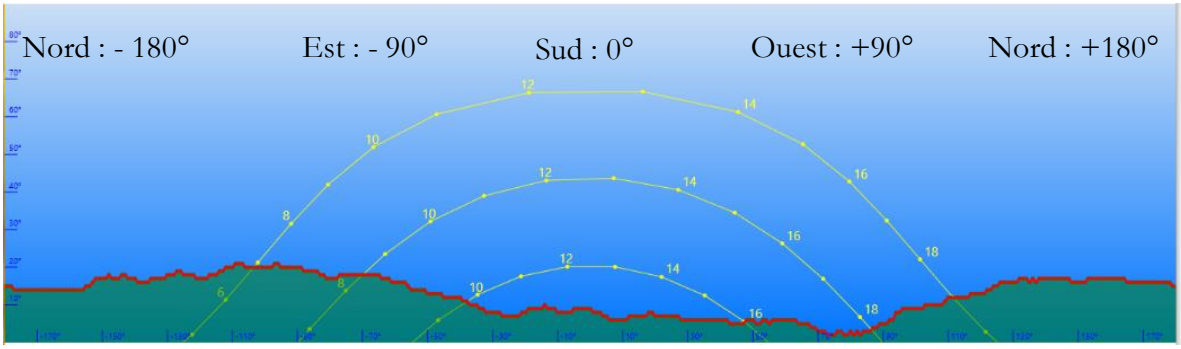


Figure 13 - Horizon lointain et trajectoire du soleil via Meteonorm.

CitySim interprète ces données afin de tenir compte de l'obstruction créée par l'horizon, comme illustré par la Figure 13.

2.2.3 Fichier XML

2.2.3.1 Structure

Une fois le modèle 3D ainsi que les données sur l'horizon lointain importés dans CitySim, le modèle complet peut être sauvegardé dans un fichier CLI et un fichier XML. La Figure 14 présente une version simplifiée de l'arborescence de ce fichier.

```
<CitySim>
    <FarFieldObstructions> </FarFieldObstructions>
    <Building>
        <Wall> ... </Wall>
        <Roof> ... </Roof>
        <Floor> ... </Floor>
        <Surface> ... </Surface>
    </Building>
    <ShadingSurface>
        <Surface> ... </Surface>
    </ShadingSurface>
    <GroundSurface>
        <Ground> ... </Ground>
    </GroundSurface>
</CitySim>
```

Figure 14 - Arborescence simplifiée du fichier XML.

Comme le montre la Figure 15, la première balise « FarFieldObstructions » contient les informations sur l'obstruction de l'horizon lointain. CitySim crée ainsi 360 balises « Point » avec comme attributs « phi » et « theta », représentant respectivement l'azimut et l'élévation.

```
<FarFieldObstructions>
    <Point phi="180"  theta="0"/>
    <Point phi="181"  theta="0"/>
    <Point phi="182"  theta="1"/>
    <Point phi="193"  theta="1"/>
    ...
</FarFieldObstructions>
```

Figure 15 - Exemple simplifié d'une balise « FarFieldObstructions ».

La balise « Building » contient les informations sur les surfaces constituant l'enveloppe du bâtiment à étudier : les murs avec la balise « Wall » comme illustré par la Figure 16, les toits avec la balise « Roof » comme illustré par la Figure 17, les sols inférieurs avec la balise « Floor » comme illustré par la Figure 18 ainsi que les avant-toits avec la balise « Surface » comme illustré par la Figure 19.

```
<Wall id="0"
ShortWaveReflectance="0.2">
    <V0 x="4.42" y="4.42" z="0.00"/>
    <V1 x="0.00" y="4.42" z="0.00"/>
    <V2 x="0.00" y="4.42" z="3.04"/>
    <V3 x="4.42" y="4.42" z="3.04"/>
    <V4 x="4.42" y="4.42" z="0.00"/>
</Wall>
```

Figure 16 - Exemple simplifié d'une balise « Wall ».

```
<Roof id="1"
ShortWaveReflectance="0.2">
    <V0 x="4.42" y="4.42" z="0.00"/>
    <V1 x="0.00" y="4.42" z="0.00"/>
    <V2 x="0.00" y="4.42" z="3.04"/>
    <V3 x="4.42" y="4.42" z="3.04"/>
    <V4 x="4.42" y="4.42" z="0.00"/>
</Roof>
```

Figure 17 - Exemple simplifié d'une balise « Roof ».

```
<Floor id="2"
ShortWaveReflectance="0.2">
    <V0 x="4.42" y="4.42" z="0.00"/>
    <V1 x="0.00" y="4.42" z="0.00"/>
    <V2 x="0.00" y="4.42" z="3.04"/>
    <V3 x="4.42" y="4.42" z="3.04"/>
    <V4 x="4.42" y="4.42" z="0.00"/>
</Floor>
```

Figure 18 - Exemple simplifié d'une balise « Floor ».

```
<Surface id="3"
ShortWaveReflectance="0.2">
    <V0 x="4.42" y="4.42" z="0.00"/>
    <V1 x="0.00" y="4.42" z="0.00"/>
    <V2 x="0.00" y="4.42" z="3.04"/>
    <V3 x="4.42" y="4.42" z="3.04"/>
    <V4 x="4.42" y="4.42" z="0.00"/>
</Surface>
```

Figure 19 - Exemple simplifié d'une balise « Surface ».

Ces balises possèdent un attribut « id » identifiant la surface de manière univoque, un attribut « ShortWaveReflectance » caractérisant la réflectance de la surface. Pour définir la géométrie des surfaces, ces balises contiennent également des « balises enfants » définissant la position des sommets de la surface. Au minimum, c'est-à-dire dans le cas d'une surface triangulaire, ces balises sont au nombre de trois : « V0 », « V1 » et « V2 ».

De façon similaire, la balise « ShadingSurface » contient les informations créant de l'obstruction lumineuse sur les bâtiments dans les alentours. Toutes les surfaces définissant ces bâtiments sont définies par une balise « Surface », comme illustré par la Figure 19. La différence avec une balise « Surface » contenue dans une balise « Building » est que l'irradiation de ces surfaces n'est pas associée à un bâtiment.

Les informations sur les surfaces du sol sont contenues dans la balise « GroundSurface ». La géométrie de chaque surface est définie dans une balise « Ground » contenue dans la balise « GroundSurface », comme illustré par la Figure 20.

```
<Ground id="0"
ShortWaveReflectance="0.2">
    <V0 x="4.42" y="4.42" z="0.00"/>
    <V1 x="0.00" y="4.42" z="0.00"/>
    <V2 x="0.00" y="4.42" z="3.04"/>
    <V4 x="4.42" y="4.42" z="0.00"/>
</Ground>
```

Figure 20 - Exemple simplifié d'une balise « Ground ».

Ce format a l'avantage de nous donner un accès direct aux paramètres du modèle via un fichier texte. Ainsi, nous pouvons ouvrir le fichier XML dans un éditeur de texte, tel que Notepad++, pour y modifier les valeurs des différents paramètres du modèle. Cette modification peut également s'effectuer par CitySim.

Le fichier XML contient davantage d'informations sur le bâtiment telles que le type de chaudière, l'isolation des bâtiments, l'occupation du bâtiment, … Ces notions ne sont pas utiles dans le cadre de nos travaux. Aussi, seule la version simplifiée du fichier XML sera présentée dans ce rapport.

2.2.3.2 Paramètres par défaut

Lors de l'importation du modèle 3D dans CitySim, des valeurs par défaut sont attribuées aux paramètres physiques des bâtiments et au terrain.

Pour l'étude de l'ensoleillement, un paramètre déterminant est la réflectance, également appelée l'albédo. Ces deux notions décrivent la même réalité. La réflectance est employée pour les surfaces du bâtiment, tandis que l'albédo est utilisé pour les sols. Dans la suite de ce rapport, qu'il s'agisse de la surface d'un bâtiment ou d'un sol, nous parlerons d'albédo.

L'albédo [α] est une grandeur sans dimension, indiquant la proportion de flux lumineux émis par unité de surface, c'est-à-dire l'exitance énergétique [M_e], par rapport au flux d'énergie lumineux reçu par unité de surface, c'est-à-dire l'éclairement énergétique [E_e].

$$\alpha = \frac{M_e}{E_e} \; avec \; 0 < \; \alpha < 1$$

$$\alpha : \; albédo(-)$$

$$M_e : exitance \; énergétique \left(\frac{W}{m^2}\right)$$

$$E_e : éclairement \; énergétique \left(\frac{W}{m^2}\right)$$

Équation 1 - Définition de l'albédo.

Comme illustré par le Tableau 4, le corps noir a un albédo égal à 0 tandis que le miroir parfait possède un albédo de 1.

Type de surface	Albédo (-)
Corps noir parfait	0
Surface de lac	0.02 à 0.04
Béton	0.15 à 0.25
Sable	0.25 à 0.30
Neige fraîche	0.75 à 0.90
Miroir parfait	1

Tableau 4 - Valeurs d'albédo pour différentes surfaces [16]**.**

L'albédo d'une surface est spécifié par l'attribut « ShortWaveReflectance », comme expliqué au point 2.2.3.1.

La thèse du Dr Silvia Coccolo [17] présente, comme illustré par la Figure 21, des valeurs d'albédo pour différentes teintes de couleurs. Par défaut, CitySim fixe la valeur d'albédo à 0.2.

Name	RAL	Reflectance	Image
Graphite Black	9011	0.009	
Quartz Grey	7039	0.13	
Grey Aluminium	9007	0.25	
Silver Grey	7001	0.30	
Pearl Dark Grey	9023	0.35	
White Aluminium	9006	0.53	
Grey White	9002	0.67	
Pearl White	1013	0.71	
Cream	9001	0.78	

Figure 21 - Valeurs d'albédo en fonction d'une échelle de couleurs [17].

2.2.4 Résultats

Pour chaque bâtiment, plusieurs paramètres sont simulés par CitySim : la température à l'intérieur du bâtiment, la consommation de carburant, la consommation électrique, etc. Ces valeurs sont fournies selon une granularité horaire dans un format texte.

Pour notre travail, nous nous sommes intéressés aux valeurs de rayonnement par onde courte, à la production électrique par des panneaux photovoltaïques et aux caractéristiques des surfaces de notre modèle.

2.2.4.1 Profil spectral

La Figure 22 montre le profil spectral d'un corps chaud, plus particulièrement du soleil. Ce graphique indique l'intensité lumineuse émise par un corps chaud en fonction des longueurs d'onde de ces radiations.

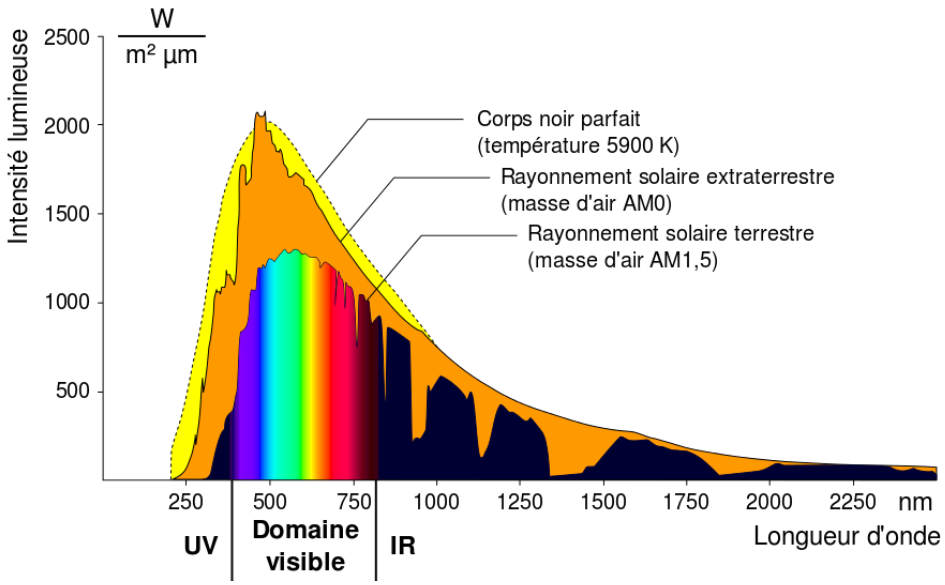


Figure 22 - Profil spectral solaire [18].

Pendant une simulation, CitySim évalue les contributions du rayonnement solaire terrestre, d'abord par onde courte dans le domaine du visible jusqu'aux infrarouges proches, ensuite par onde longue depuis les infrarouges lointains et jusqu'au-delà.

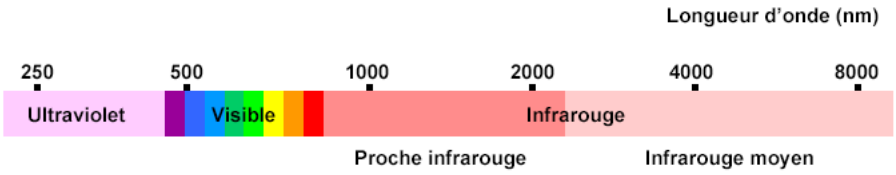


Figure 23 - Classification des types de rayonnement [19].

D'une part, pour l'évaluation du rayonnement par onde courte, CitySim emploie le profil spectral solaire pour déterminer les valeurs d'ensoleillement des surfaces.

Le spectre d'émission d'un corps chaud dépend de la température de surface de ce corps. De plus, la longueur d'onde à laquelle l'intensité lumineuse est la plus importante est d'autant plus grande que la température diminue, comme l'explique la loi de déplacement de Wien.

$$\lambda_{max} = \frac{\sigma_w}{T}$$

$$\lambda_{max} : \ longueur\ d'onde\ correspondant\ au\ pic\ d'émission(m)$$

$$\sigma_w : constante\ de\ Wien\ \ (m.K)$$

$$T : température\ (K)$$

Équation 2 - Loi de déplacement de Wien.

D'autre part, pour l'évaluation du rayonnement par onde longue, CitySim commence par déterminer la température des surfaces, pour en déduire ensuite l'intensité radiative.

En appliquant le principe de superposition, nous pouvons additionner les valeurs de rayonnement par onde courte et longue. Pour nos travaux, nous n'avons tenu compte que des valeurs d'éclairement générées par le rayonnement par onde courte.

2.2.4.2 Éclairement des surfaces

Lors de la simulation, CitySim calcule les valeurs du rayonnement global [G] des surfaces du modèle. Cette grandeur est composée par la somme des rayonnements direct[B], diffus [D]et réfléchi [R] arrivant sur une surface donnée.

$$G = B + D + R$$

$$G : rayonnement\ global\left(\frac{W}{m^2}\right)$$

$$B : rayonnement\ direct\left(\frac{W}{m^2}\right)$$

$$D : rayonnement\ diffus\left(\frac{W}{m^2}\right)$$

$$R : rayonnement\ réfléchi\left(\frac{W}{m^2}\right)$$

Équation 3 - Définition du rayonnement global.

Le rayonnement direct est le rayonnement solaire atteignant directement une surface. Le rayonnement diffus résulte de la diffraction des rayons lumineux par les nuages. Le rayonnement réfléchi provient des inter-réflexions du rayonnement solaire sur des surfaces environnantes ainsi que sur le sol.

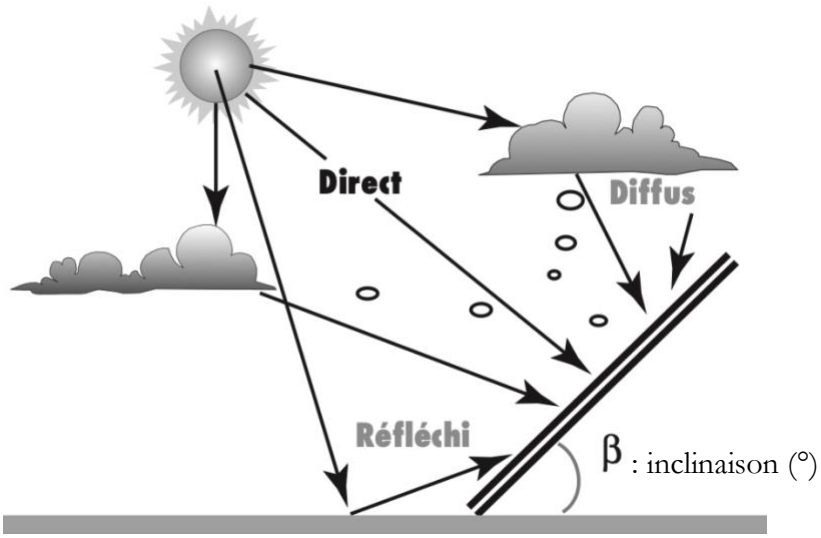


Figure 24 - La composante directe, diffuse et réfléchie du rayonnement solaire [20]**.**

Les valeurs d'éclairement qui nous intéressent se trouvent dans le fichier de sortie « SW », comme illustré par la Figure 25. Ces valeurs sont celles générées par les ondes courtes, comme expliqué au point 2.2.4.1.

Dans ce fichier « SW », chaque ligne correspond à une heure de l'année. La première colonne, nommée « #Igh », correspond à l'irradiation globale horizontale. Chacune des autres colonnes correspond à une surface du modèle.

	#Igh	0(BUILDING):4690	0(BUILDING):4706	0(BUILDING):4708	0(BUILDING):4710
7	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
8	2.93175	1.44024	1.35354	1.42867	1.34478
9	59.63320	26.94500	27.17230	26.70500	31.57630
10	108.64900	46.86390	50.63470	46.56040	56.16820
11	154.82100	58.67550	87.39140	58.33850	89.47490
12	178.80900	64.31650	112.49100	64.16210	81.79600
13	163.84500	60.81300	118.83600	60.89000	67.10400
14	152.80000	54.42420	206.21800	54.76690	54.63340
15	60.97020	31.71670	57.52390	32.06740	29.51490
16	7.74588	3.80389	4.16778	3.82321	3.36670
17	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Figure 25 - Extrait d'un fichier « SW ».

Le nom des colonnes est constitué par le numéro de la zone, le nom du bâtiment et l'identifiant de la surface. Par exemple, la Figure 25 indique que la première surface, reprise à la seconde colonne du tableau, appartient à la zone « 0 » du bâtiment « BUILDING » et a pour identifiant « 4690 ».

2.2.4.3 Caractéristiques des surfaces

Pour notre travail, il était également intéressant d'obtenir des informations sur les surfaces de notre modèle. Ces informations sont disponibles dans le fichier de sortie « VF », comme illustré par la Figure 26.

Dans ce fichier, chaque ligne correspond à une surface. Quant aux colonnes, elles mentionnent les attributs suivants :

- « # » : le nom de la surface ;
- « Type » : le type de la surface ;
- « Area (m_2) » : la superficie d'une surface en m_2 ;
- « Azimuth (°) » : azimut de la surface en degré ;
- « Altitude (°) » : altitude de la surface en degré ;
- « SVF (-) » : le facteur de vue du ciel (Solar View Factor) ;
- « GVF (-) » : facteur de vue du sol (Ground View Factor).

	#	Type	Area(m²)	Azimuth(°)	Altitude(°)	SVF(-)	GVF(-)
0	0(BUILDING):4690	Wall	4.11752	342.1800	0.0000	0.491240	0.498829
1	0(BUILDING):4706	Wall	4.12016	241.0410	0.0000	0.499683	0.203207
2	0(BUILDING):4708	Wall	4.13373	334.9540	0.0000	0.494155	0.498829
3	0(BUILDING):4710	Wall	4.09868	87.5520	0.0000	0.371700	0.499895
4	0(BUILDING):4718	Wall	4.13376	68.6481	0.0000	0.342596	0.499820
...	...	...	...	...	...	...	...
2906	NA(NA):4192	Ground	50.94020	275.3010	78.9750	0.981907	0.009212
2907	NA(NA):4194	Ground	52.99460	293.1340	70.6464	0.934439	0.004410
2908	NA(NA):4196	Ground	50.69960	234.7000	80.4710	0.986409	0.006882
2909	NA(NA):4198	Ground	56.76040	300.9090	61.7506	0.919832	0.003804
2910	NA(NA):4200	Ground	51.75510	255.7040	75.0359	0.971779	0.016585

Figure 26 - Extrait d'un fichier « VF ».

Dans ce fichier, le nom des surfaces renseigne sur l'identifiant de la surface dans CitySim, le bâtiment auquel la surface fait partie et la zone dans laquelle se trouve ce bâtiment comme expliqué au point 2.2.4.2.

Cependant, lorsque la surface n'appartient pas à un bâtiment, par conséquent à aucune zone d'un bâtiment, l'identifiant du bâtiment et de la zone est remplacé par « NA ». Cette situation est illustrée, par la Figure 26 ci-dessus, pour des surfaces définissant le sol du modèle.

Le facteur de vue du ciel correspond à la fraction du ciel observée par une surface donnée. Comme le montre le Tableau 5, pour un relief plat et sans obstruction extérieure, une surface horizontale orientée vers le ciel, une autre surface verticale orientée vers l'horizon et une dernière surface horizontale orientée vers le sol auront respectivement un facteur de vue du ciel égal à 1, 0.5 et 0.

Orientation	Facteur de vue du ciel (-)	Facteur de vue du sol (-)
Horizontale orientée vers le ciel	1	0
Verticale orientée vers l'horizon	0.5	0.5
Horizontale orientée vers le sol	0	1

Tableau 5 - Valeurs idéales des facteurs de vue du ciel et de vue du sol.

De la même façon, le facteur de vue du sol correspond à la fraction du sol observée par une surface. Pour un relief plat et sans obstruction extérieure, une surface horizontale orientée vers le ciel, une surface verticale orientée vers l'horizon et une surface horizontale orientée vers le sol auront respectivement un facteur de vue du ciel de 1, 0.5 et 0.

En prenant la première surface, identifiée par « 0(BUILDING):4690 » dans l'extrait du fichier « VF » illustré par la Figure 26, nous constatons que la surface, avec des facteurs de vue du ciel et du sol proches de 0.5, représente un mur.

2.3 Bases de données

Afin de stocker les résultats de notre simulation, nous avons employé des bases de données relationnelles PostgreSQL. Celles-ci nous ont également permis de sauvegarder les informations employées pour les simulations afin que les résultats soient reproductibles.

Pour manipuler et visualiser les informations contenues dans les bases de données, nous avons employé la plateforme d'administration pgAdmin.

Nous avons également eu recours à des outils tels que PostGIS et Python pour introduire facilement de nouvelles informations dans les bases de données.

2.3.1 pgAdmin

La plateforme pgAdmin est un outil d'administration graphique pour les bases de données PostgreSQL. Ainsi est-il possible d'organiser et de consulter notre base de données via des instructions SQL, comme illustré par la Figure 27.

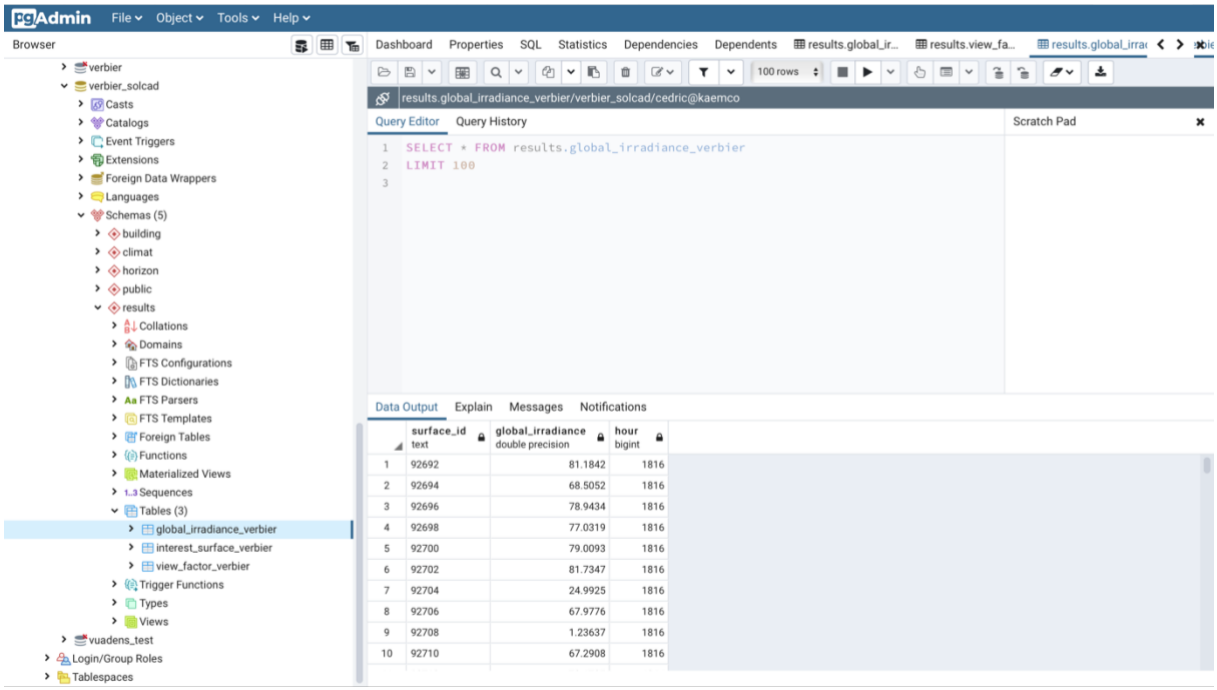


Figure 27 - pgAdmin : Interface graphique.

Ce type de base de données organise les informations dans des tableaux à deux dimensions, eux-mêmes faisant partie de schémas. L'avantage majeur d'une base de données relationnelles est de pouvoir lier les informations de tables différentes par des relations.

2.3.2 PostGIS

PostGIS est une extension de PostgreSQL permettant de manipuler et de stocker, dans la base de données, des informations géographiques sous forme de géométries (points, lignes, polygones).

Cette extension permet de charger des objets spatiaux dans une base de données « relationnelles-objets » PostgreSQL. Elle permet également d'exporter la table d'attributs dans la base de données.

Cet outil est intégré au logiciel QGIS : il permet un transfert aisé des données géographiques vers la base de données.

2.3.3 Python

Python est un langage de programmation. Celui-ci possède des modules, dont SQLAlchemy, permettant de créer une connexion à la base de données PostgreSQL.

Ainsi, une fois les données traitées par notre script, nous avons directement importé nos résultats dans la base de données.

2.4 Serveur

Pour lancer des simulations dans CitySim depuis le serveur de KAEMCO, nous y avons déposé les données nécessaires en ayant recours à WinSCP. Les résultats de la simulation sont récupérés grâce au même outil.

Sauf mention contraire, les simulations sont effectuées sur le serveur de KAEMCO. Pour lancer nos commandes, nous avons employé l'outil PuTTy.

2.4.1 WinSCP

WinSCP est un outil permettant d'échanger des fichiers entre notre ordinateur et un serveur. Dans un premier temps, nous avons employé cet outil pour y déposer les fichiers nécessaires à la simulation, à savoir les fichiers XML, CLI et HOR.

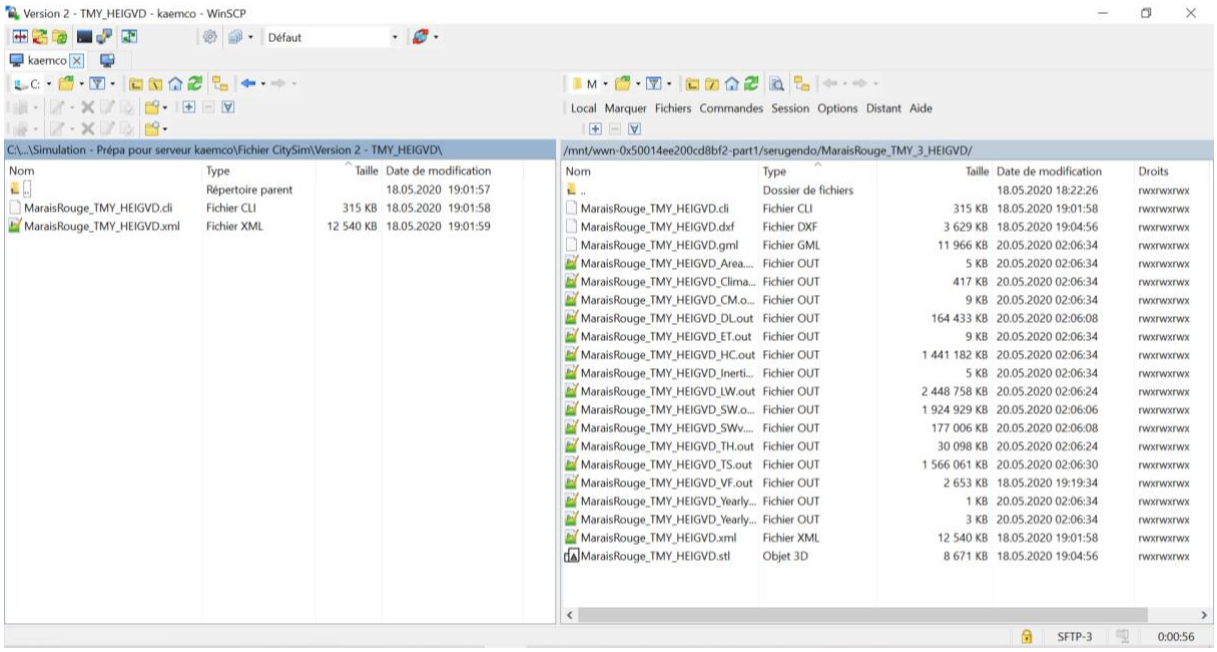


Figure 28 -Fenêtre de dialogue WinSCP.

Ensuite, nous avons réutilisé cet outil pour extraire du serveur les fichiers contenant les résultats de la simulation.

2.4.2 PuTTy

PuTTy est un outil permettant de communiquer avec le serveur en ligne de commande Linux.

Par cet outil, nous avons lancé une simulation sur base du modèle CitySim, c'est-à-dire du fichier XML, ainsi que des fichiers horizon et climat, respectivement fichiers HOR et CLI.

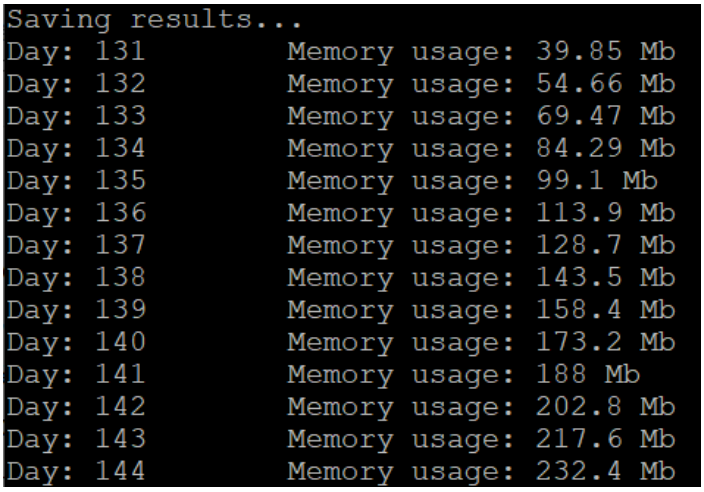


Figure 29 - Terminal de commande PuTTy.

L'emploi d'un serveur offre l'avantage de travailler avec une plus grande puissance de calcul comparativement à un ordinateur classique. De plus, il est possible de lancer une simulation calculant 24h sur 24. Pour ces raisons, les temps d'attente sont considérablement réduits quand on utilise le serveur pour résoudre une simulation.

2.5 QGIS

Lors de nos travaux, nous avons aussi employé QGIS, un logiciel de cartographie. Ce logiciel structure les données sous forme de couches et de tables d'attributs. Il permet également de manipuler des informations géographiques décrites dans des systèmes géographiques différents.

L'avantage de cet outil réside principalement dans sa flexibilité et dans sa facilité d'exportation et d'importation des données.

2.5.1 Structure des données

Le logiciel QGIS organise les informations cartographiques par couches. Il est également capable de gérer, dans un même écosystème, des données obtenues dans des systèmes de coordonnées différentes. Les informations non-cartographiques sont affichées dans une table d'attributs.

2.5.1.1 Couches

QGIS fonctionne sur le principe de superposition de cartes, appelées aussi couches. Comme illustré par la Figure 30, nous pouvons empiler plusieurs couches contenant toutes sortes d'informations comme par exemple : le tracé des parcelles, le tracé du CAD, le tracé des routes, …



Figure 30 - QGIS : Visualisation des bâtiments et du réseau de chauffage de Verbier.

Pour ce faire, nous avons employé le gestionnaire de couches, à gauche dans la Figure 30, intégré directement à l'interface graphique de QGIS. Ainsi, en superposant les couches dans un ordre précis, nous avons obtenu une visualisation plus claire de l'information.

Dans l'exemple de la Figure 30, la couche inférieure est une carte de l'OpenStreetMap, un fournisseur de données cartographiques. Par-dessus cette couche, nous avons installé, sans l'activer, la carte swissALTI3D. Ensuite, nous avons placé les cartes swissBUILDINGS3D. Et finalement, nous avons transféré le tracé du réseau de chauffage.

2.5.1.2 Système de coordonnées

Il existe un nombre important de systèmes de coordonnées : chacun ayant une utilité particulière dans son domaine d'application.

En Suisse, il existe actuellement deux systèmes de coordonnées : le MN03 et le MN95. Ces deux systèmes sont très similaires car le système MN95 est une mise à jour du MN03. Le point fondamental du système de coordonnées MN95 est la géostation Zimmerwald près de Berne [21], en rouge au centre des axes sur la Figure 31.

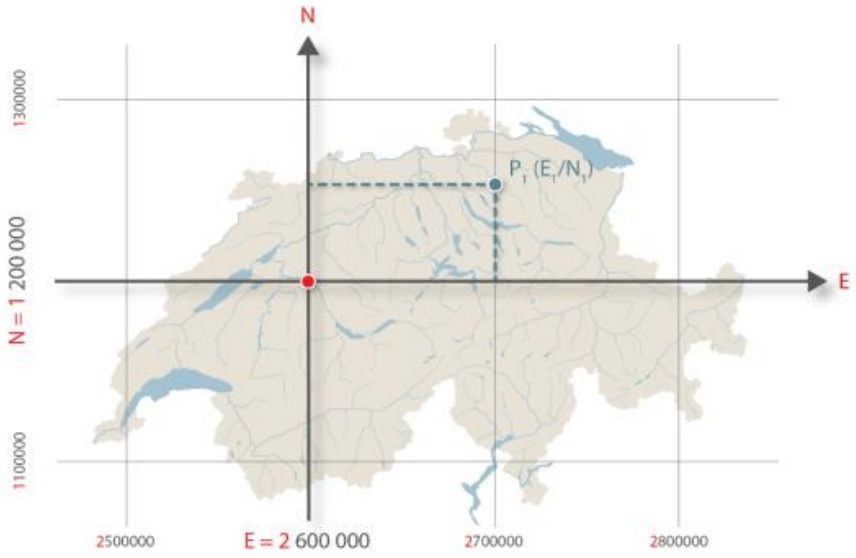


Figure 31 - Système de coordonnées MN95 [21].

Il est important de noter que, dans le système de coordonnées MN95, les nombres indiquant la latitude commencent par « 1 » tandis que les nombres indiquant la longitude commencent par « 2 ». Ainsi, la géostation Zimmerwald se trouvant à la latitude 200 000m et la longitude 600 000m est repérée par les coordonnées suivantes : [1 200 000 ; 2 600 000].

La plupart des informations que nous avons traitées proviennent du système de coordonnées MN95. Cependant, certaines d'entre elles se trouvaient déjà dans le système MN03.

Lors de l'importation des données dans QGIS, il est important de contrôler le système de coordonnées. Des couches projetées dans des systèmes de coordonnées différents ne permettent pas toujours le traitement des informations qu'elles contiennent.
Dans QGIS, le système d'information est repéré par un code EPSG (European Petroleum Survey Group), comme expliqué par le Tableau 6.

Système de coordonnées suisse	Code EPSG
MNO3	EPSG : 21781
MN95	EPSG : 2056

Tableau 6 - Appellation des systèmes de coordonnées.

Des outils intégrés à QGIS permettent de projeter une couche dans le système de coordonnées adéquat.

2.5.1.3 Table d'attributs

Les fichiers importés dans QGIS sont constitués par plusieurs entités. Chaque entité possède des informations géographiques permettant de situer les entités sur une carte.

Les entités sont également décrites par différentes informations. Ces données sont stockées dans une table d'attributs. Dans cette table, chaque ligne correspond à une entité. Chaque colonne correspond à un attribut.

2.5.2 Importation de données

Pour notre travail, nous avons essentiellement employé des fichiers SHP, CSV et GEOTIFF dans QGIS.

Lors de l'importation d'un fichier SHP ou d'un fichier CSV, QGIS est en mesure de reconnaitre le système de coordonnées employé par le fichier importé ainsi que les informations géographiques. Grâce à ces informations, QGIS peut créer une couche contenant les entités géographiques. Parallèlement, QGIS va créer une table des attributs où il placera les informations non-géographiques.

De façon similaire, lors de l'importation, QGIS crée une couche pour les fichiers GEOTIFF. En revanche, QGIS ne crée pas de table d'attributs pour les fichiers GEOTIFF : toutes les informations sont déjà contenues dans la couche.

2.5.3 Exportation vers une base de données

Par l'extension PostGIS, intégrée à QGIS, nous pouvons exporter des informations vers une base de données, comme expliqué au point 2.3.2.

QGIS permet également d'extraire de l'information sous plusieurs formats tels que : CSV, SHP, DXF, …

3 Sélection des cas d'étude

Pour le projet SolCAD, les réseaux de chauffage à distance ont été sélectionnés afin de représenter au mieux la diversité des réseaux suisses, comme expliqué au point 3.1.

Quant au projet des Ruinettes, il nous a été proposé par le CREM, comme expliqué au point 3.2.

3.1 Projet SolCAD

Comme dit précédemment, les cas d'étude sont sélectionnés dans le cadre de l'approche archétypale. L'objectif poursuivi est d'acquérir une vision la plus globale possible sur le potentiel de l'intégration du solaire thermique dans les réseaux de chauffage.

Comme illustré par la Figure 32, les réseaux retenus sont ceux de Verbier dans le canton du Valais, de Marais-Rouge dans le canton de Neuchâtel et d'Yverdon dans le canton de Vaud. Par manque de temps, le troisième cas d'étude sera traité par un autre stagiaire de KAEMCO. Par conséquent, dans ce rapport de fin d'études, seuls les deux premiers cas, à savoir Verbier et Marais-Rouge, sont traités.

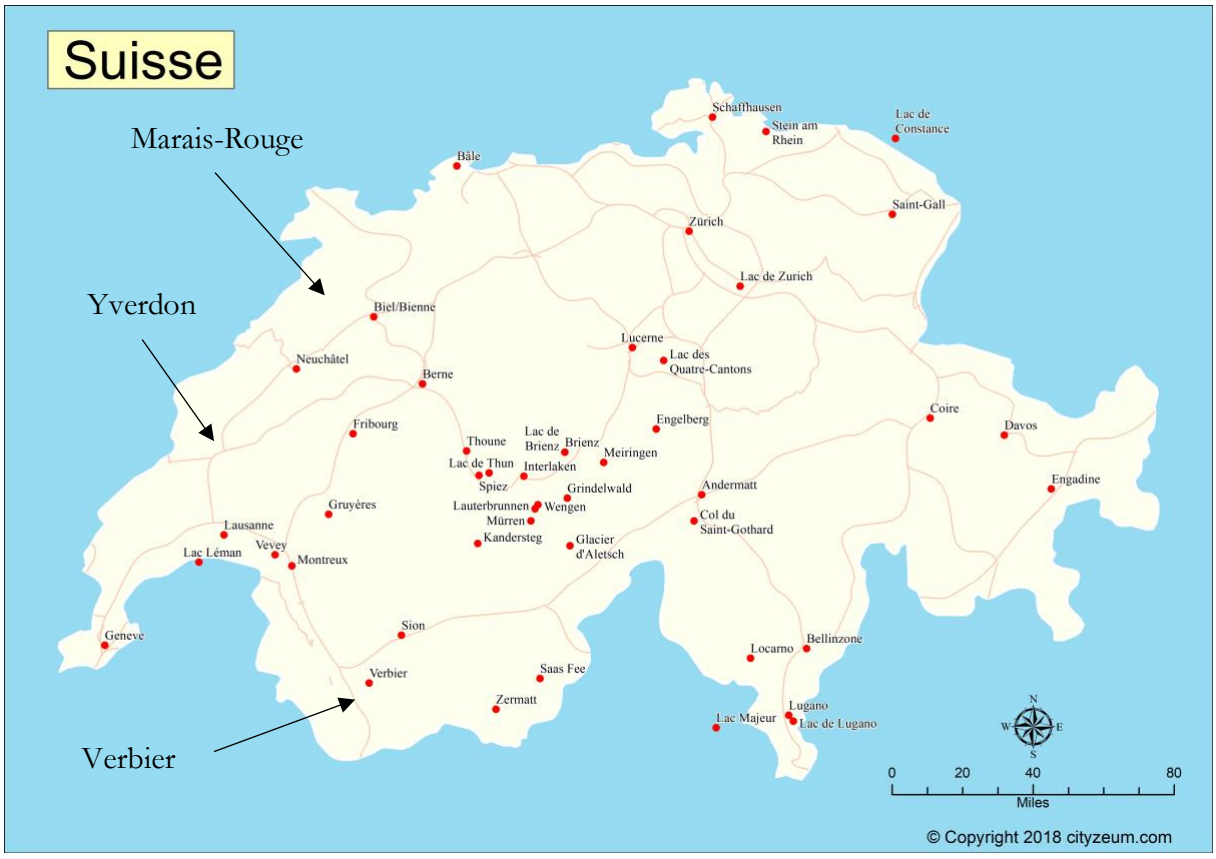


Figure 32 - Carte de la Suisse [22].

Les cas d'étude sont choisis pour être les plus représentatifs possible des différents réseaux de chaleur à distance présents en Suisse.

3.1.1 Verbier

Le réseau de chaleur de Verbier est dans un contexte topographique particulier. En effet, comme le montrent la Figure 33 et la Figure 34, Verbier possède un relief très pentu.



Figure 33 - Photographie de Verbier [23].

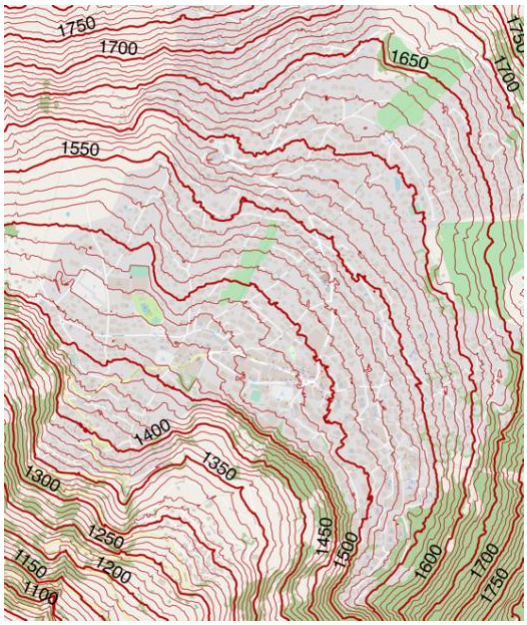


Figure 34 - Verbier : Carte des courbes de niveaux équidistantes de 10m à l'échelle 1:25 000.

Ce facteur devra être surveillé attentivement lors de la simulation. En effet, un relief très accidenté peut entraîner une obstruction solaire importante. Il peut également augmenter le rayonnement diffus de manière considérable.

De plus, le prix du terrain y est relativement coûteux. En effet, d'après le « Rapport immobilier 2018 » de l'École Polytechnique Fédérale de Zurich (EPFZ) [24] et plus précisément concernant les appartements, le canton du Valais est parmi les 10 cantons les plus chers au mètre carré. L'utilisation la plus efficace possible des surfaces disponibles est donc un paramètre clé.

Pour le cas d'étude Verbier, nous avons privilégié une approche manuelle au moyen de SketchUp.

3.1.2 Marais-Rouge

Contrairement à Verbier, Marais-Rouge possède une dénivellation relativement faible comme le montrent la Figure 35 et la Figure 36. L'interaction avec l'environnement y sera, a priori, un facteur moins impactant.



Figure 35 - Photographie de Marais-Rouge [25].

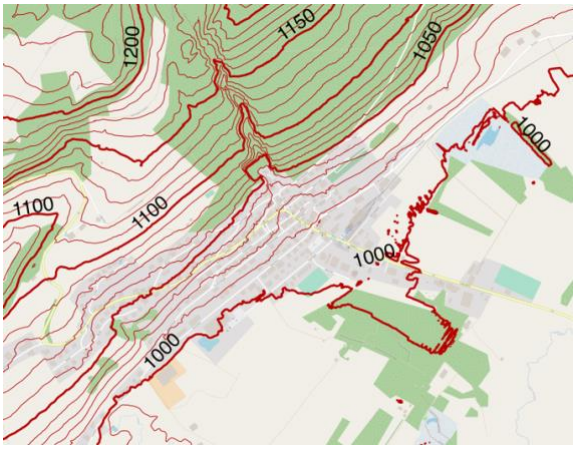


Figure 36 - Marais-Rouge : Carte des courbes de niveaux équidistantes de 10m à l'échelle 1:25 000.

Le rapport de l'EPFZ [24] indique que le prix au mètre carré des appartements, peut être jusqu'à deux fois moins cher dans le canton de Neuchâtel que dans celui du Valais. Par conséquent, la création de champs solaires est une solution qui, à première vue, pourrait y être envisagée.

Pour le cas d'étude Marais-Rouge, afin d'en automatiser le traitement, nous avons préféré stocker les valeurs dans une base de données.

3.2 Projet Ruinettes

Le projet Ruinettes a été soumis par le CREM à KAEMCO.

Notre objectif dans ce projet est de caractériser, heure par heure, l'irradiation solaire ainsi que la production photovoltaïque.

4 Verbier

4.1 Méthodologie

Dans un premier temps, nous avons collecté les données nécessaires à notre simulation, comme expliqué au point 4.2.

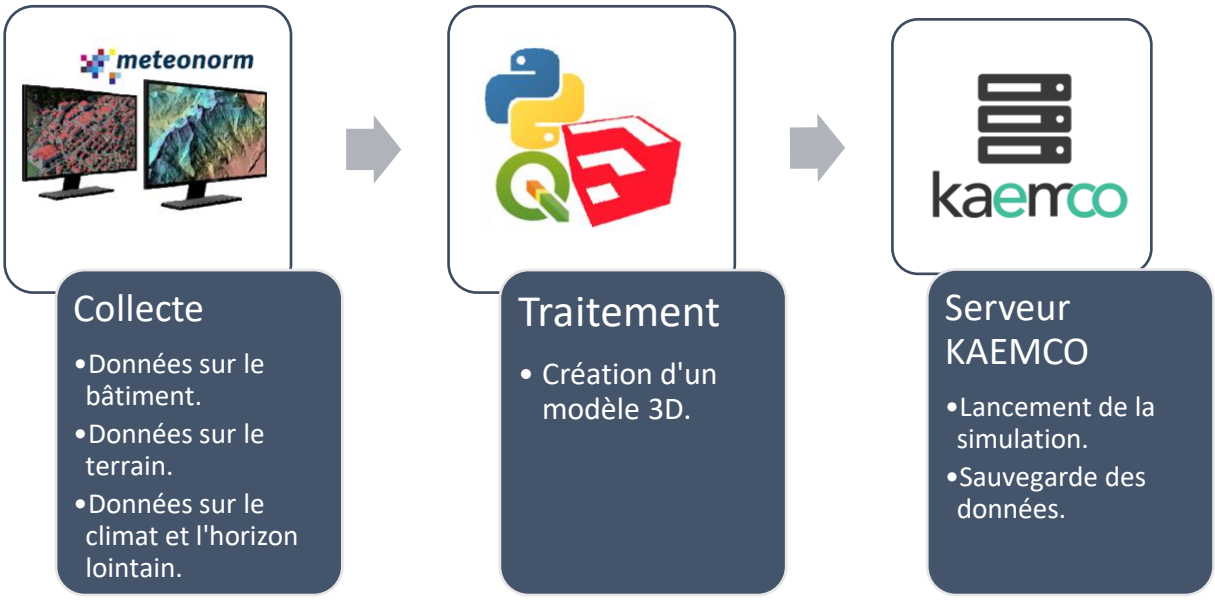


Figure 37 - Verbier : Méthodologie [7], [9], [10], [26]–[28] .

Ensuite, ces informations ont été traitées manuellement afin d'en extraire la part utile pour la modélisation. Une fois le modèle terminé, nous avons lancé la simulation sur le serveur de KAEMCO, comme expliqué au point 4.3.

Finalement, les résultats utiles sont extraits des fichiers générés par CitySim et évalués, comme expliqué au point 4.4.

4.2 Collecte et traitement des données

Pour la création du modèle, nous devons obtenir des informations sur la géométrie du bâtiment et sur la géométrie du terrain. Les données climatologiques et topographiques sont importées et traitées afin de respecter le format de fichier imposé par CitySim.

4.2.1 Bâtiments

GeoVITe (Geodata Versatile Information Transfer environnent) est une plateforme en ligne d'accès aux géodonnées pour la recherche et l'enseignement [29]. Elle permet, notamment, d'obtenir des données swissBUILDINGS3D pour une zone définie comme illustré par la Figure 38.



Figure 38 - Carte du découpage de la Suisse [30]**.**

Le jeu des données vectorielles swissBUILDINGS3D représente les bâtiments modélisés en 3D, comme illustré par la Figure 39, avec une tolérance de ± 50 cm [10] sur toutes les dimensions. Ces données sont mises à jour selon un cycle de six ans et elles peuvent être exportées au format DXF. Ce format a l'avantage d'être supporté par SketchUp.

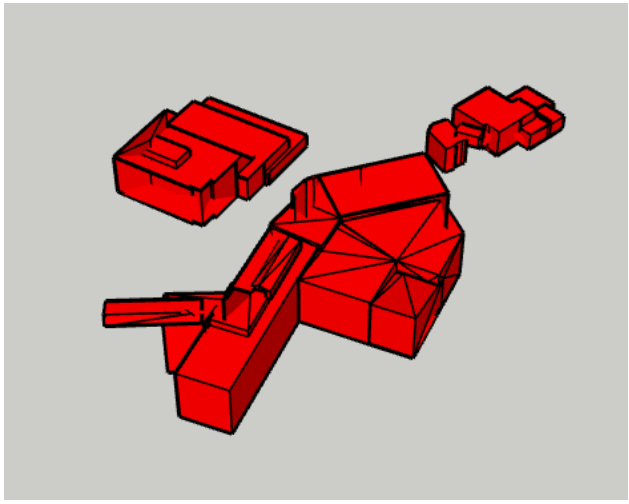


Figure 39 - Verbier : Extrait du modèle de bâtiment swissBUILDINGS3D dans SketchUp.

Lors du traitement des données 3D dans SketchUp, nous avons fait face à deux erreurs récurrentes : la première en ce qui concerne la représentation multiple des surfaces, et la seconde au niveau de l'orientation des surfaces, comme illustré par la Figure 8.

Ensuite, nous avons identifié les éléments du modèle par une balise unique, comme illustré par la Figure 5 et la Figure 6. Ainsi, les valeurs de simulation peuvent facilement être reliées à un bâtiment et à une surface.

Finalement, nous avons modifié les paramètres par défaut afin de nous rapprocher davantage de la réalité.

4.2.1.1 Double surface

Nous avons constaté que certaines faces étaient représentées en double lors de la lecture des données swissBUILDINGS3D dans SketchUp.

Ce type d'erreur provient du fait que le modèle swissBUILDINGS3D est construit par un logiciel à partir d'images aériennes et en utilisant des techniques de photogrammétrie [10].

CitySim calcule l'ensoleillement, surface par surface. En doublant le nombre de surfaces, on introduit une erreur dans les valeurs d'ensoleillement du bâtiment considéré. En effet, l'une des surfaces va créer de l'ombrage qui n'existe pas sur l'autre face. Pour résoudre ce problème, nous avons enlevé toutes les doubles couches de notre modèle.

4.2.1.2 Orientation des parois

Comme expliqué au point 2.1.3, l'orientation des parois permet d'identifier le type de surface.

Nous avons donc vérifié que les normales aux parois des bâtiments étaient toujours dirigées vers l'extérieur, comme illustré à la Figure 8.

4.2.1.3 Balise

Pour baliser les éléments du modèle, nous avons simplement orienté convenablement les surfaces et les avons exportées au format DXF. CitySim sera en mesure de reconnaître un toit, une façade, un sol ou un terrain.

Pour plus de précision, nous pouvons manuellement définir les balises de notre choix dans SketchUp. La différence avec la première solution est que les avant-toits sont distingués des toits.

Pour notre étude, nous considérons que les avant-toits ne sont pas des surfaces utiles, en ce sens qu'ils ne sont pas exploitables par des panneaux solaires. Malgré cela, ces surfaces créent quand même de l'obstruction solaire. Par conséquent, avec des avant-toits, l'ensoleillement d'un bâtiment sera légèrement plus faible.

Bien que les valeurs d'ensoleillement des toits soient légèrement surestimées, nous avons privilégié le balisage par orientation des surfaces. En effet, le gain de précision était trop faible par rapport au temps de travail à fournir.

4.2.1.4 Données sur le bâtiment

Le Registre fédéral des Bâtiments et des Logements (RegBL) contient les données statistiques des bâtiments comme [31] : le numéro EGID, les coordonnées du bâtiment, le volume du bâtiment, le système de chauffage, l'année de construction, etc. Ces données sont mises à jour de manière régulière.

Toutes ces données peuvent être utiles, par exemple pour la simulation du besoin en chaleur d'un bâtiment. Cependant, elles n'impactent pas les résultats de l'ensoleillement. Seuls les numéros EGID sont employés dans notre modèle et ce, afin de repérer plus facilement les bâtiments. Ainsi, dans notre modèle, le nom des bâtiments commence systématiquement par « EGID_ » suivi du numéro d'identification.

Par exemple, si un bâtiment porte le numéro EGID suivant, 123456790, son nom dans notre modèle sera : « EGID_1234567890 ».

4.2.2 Terrain

Le jeu des données altimétriques swissALTI3D [9] est également fourni par GeoVITe. Ces données permettent de décrire les terrains sans végétation ni construction. Contrairement aux données swissBUILDINGS3D, les données swissALTI3D peuvent être extraites pour une zone définie manuellement. Ces informations sont mises à jour selon un cycle de six ans.

Pour obtenir un modèle 3D du terrain, nous avons d'abord changé le format du fichier pour le rendre lisible par SketchUp. Ensuite, après l'importation du modèle dans le logiciel de DAO, seule la part utile au modèle a été conservée. Finalement, le modèle de terrain est importé dans CitySim. Il est ainsi possible d'y définir les valeurs des paramètres physiques du terrain.

4.2.2.1 Changement de format

La plateforme GeoVITe fournit un jeu de données dans un format GEOTIFF. Il est supporté par QGIS, un logiciel open source de gestion des systèmes d'informations géographiques.

Une extension de ce logiciel, DEMto3D, permet d'exporter un modèle 3D au format STL depuis un fichier GEOTIFF. DEMto3D crée des surfaces sur base de triangles isocèles inscrits dans des carrés de dimensions choisies. Pour notre travail, nous avons fixé les dimensions du carré à 20m.

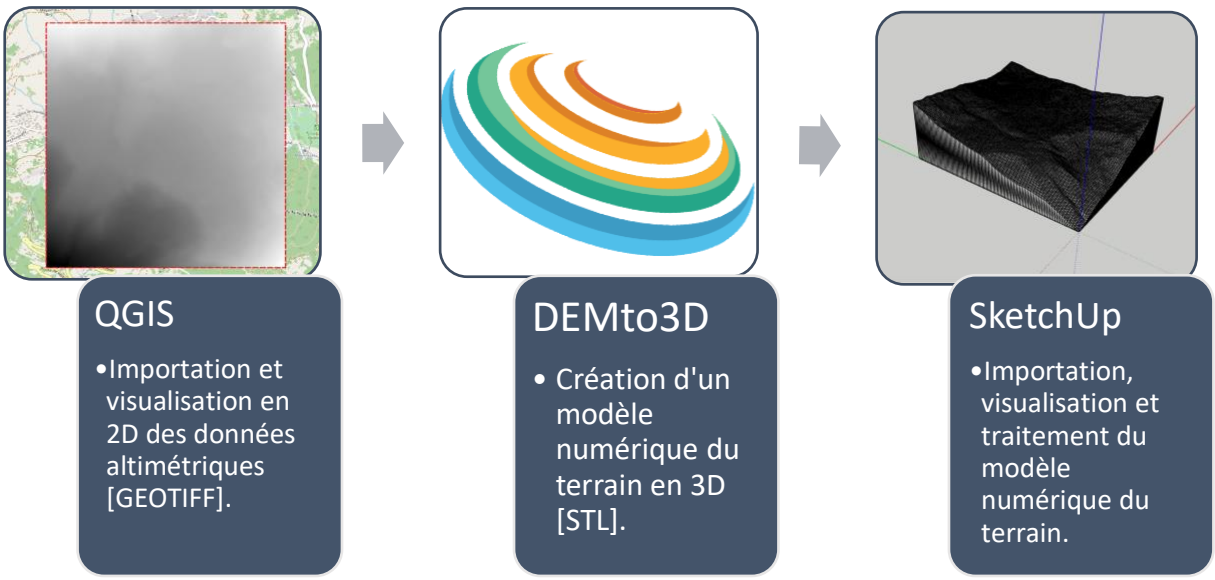


Figure 40 - Verbier : Processus de traitement des données swissALTI3D [32].

Le modèle 3D au format STL peut être importé et manipulé par SketchUp.

4.2.2.2 Importation dans SketchUp

Une fois le modèle numérique du terrain obtenu au format STL et importé dans SketchUp, il y sera ajouté en tant que composant, c'est-à-dire en tant que regroupement d'éléments. Comme illustré par la Figure 41, nous pouvons mettre en évidence le parallélépipède contenant les éléments du modèle, en l'occurrence des surfaces triangulaires.

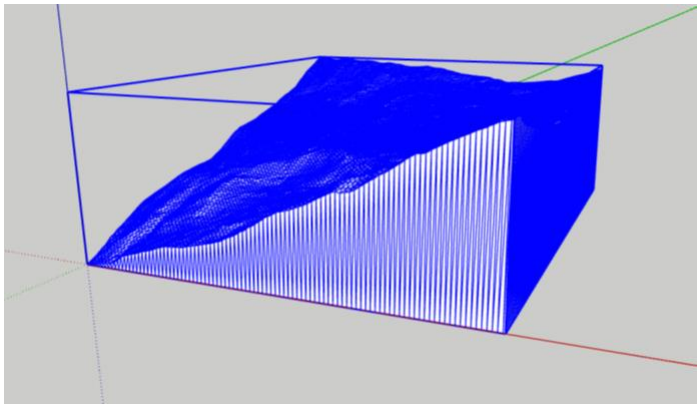


Figure 41 - Verbier : Positionnement par défaut du modèle numérique du terrain dans SketchUp.

Par défaut, le point le plus bas au *sud-ouest* est placé à l'origine des axes de SketchUp, comme illustré par la Figure 46. En effet, par défaut, SketchUp place tous les éléments du fichier STL dans un parallélépipède dont l'un des sommets inférieurs se trouve à l'origine des axes définis par SketchUp.

Comme illustré par la Figure 42, les fichiers STL décrivent les objets géométriques par des volumes creux. Pour les simulations, les surfaces verticales ainsi que les surfaces horizontales inférieures ne sont pas utiles. Comme illustré par la Figure 43, elles ont été supprimées de notre modèle numérique du terrain.

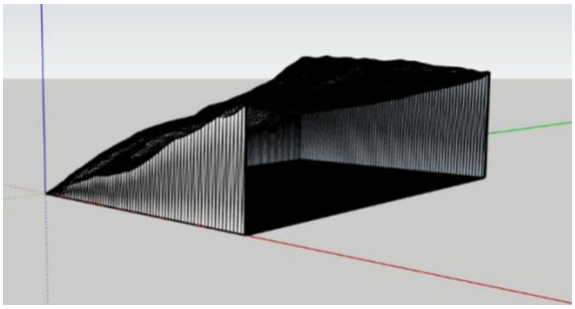


Figure 42 - Verbier : Coupe du modèle numérique du terrain dans SketchUp.

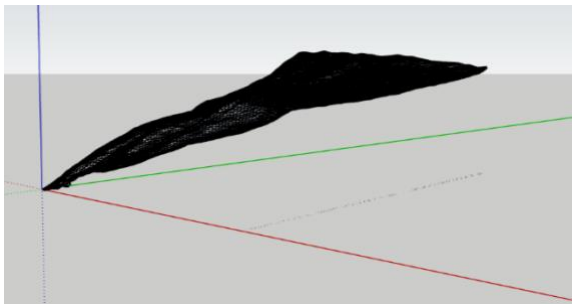


Figure 43 - Verbier : Modèle numérique du terrain conservé pour la simulation dans SketchUp.

Une fois le modèle numérique du terrain obtenu, nous l'avons intégré au modèle numérique des bâtiments dans SketchUp. Nous avons observé un décalage entre le modèle des bâtiments et le modèle du terrain, comme illustré par la Figure 44.

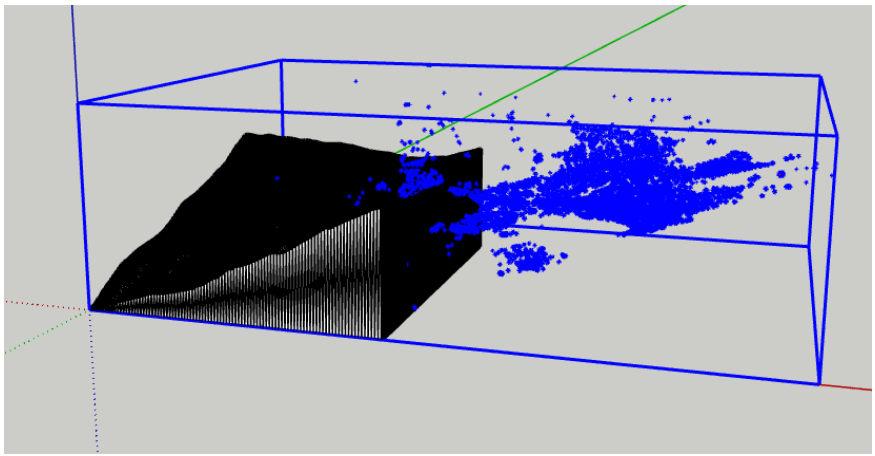


Figure 44 - Verbier : Positionnement des données swissBUILDINGS3D et swissALTI3D dans SketchUp.

Cette erreur provient partiellement du fait que les zones choisies pour les bâtiments et pour le terrain ne sont pas identiques. Les données des bâtiments sont liées à des zones qui nous sont imposées, comme illustré par la Figure 38.

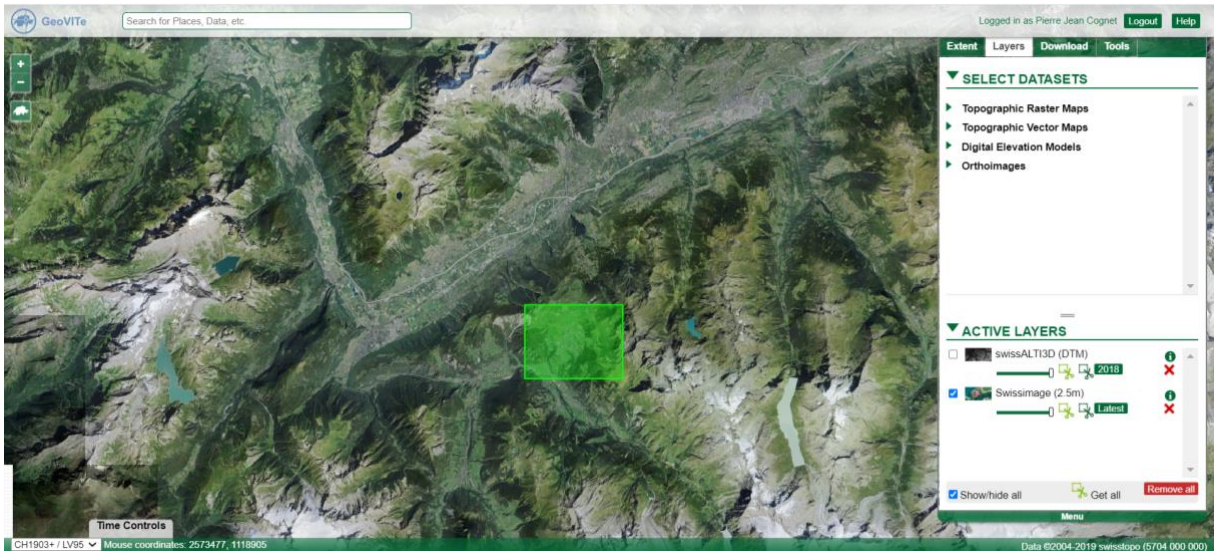


Figure 45 - GeoVITe : Sélection d'une zone.

Par contre, les données du terrain sont obtenues pour une zone au choix sur la plateforme GeoVITe, comme illustré par la Figure 45.

De plus, dans la zone imposée pour les données swissBUILDING3D, représentée dans le cadre rouge sur la Figure 46, les bâtiments sont situés principalement à l'est. Or, lors de l'importation des fichiers, SketchUp rogne la zone pour en définir une nouvelle, représentée dans un cadre en pointillé bleu dans la Figure 46, la plus petite possible et contenant tous les bâtiments.

Pour corriger ce défaut, nous avons mesuré le décalage à l'aide de QGIS et nous avons déplacé le modèle 3D du terrain dans SketchUp.

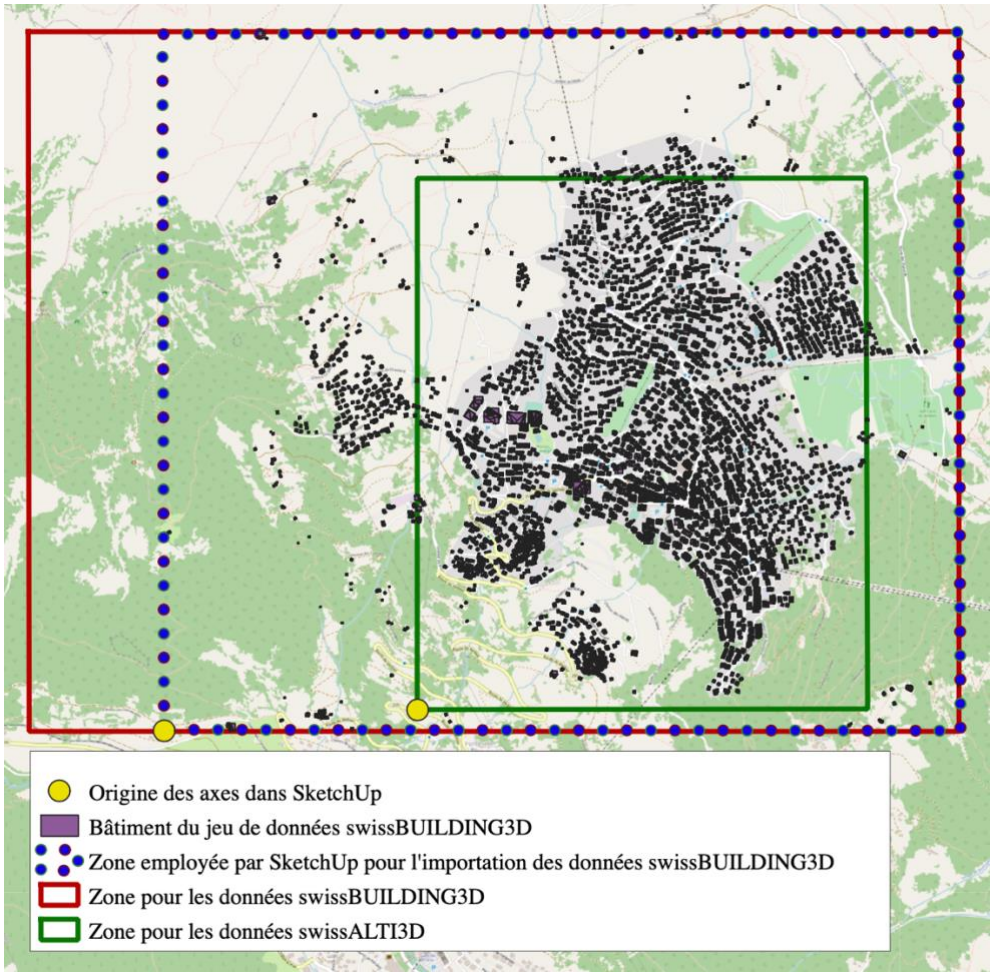


Figure 46 - Verbier : Carte des zones de collecte des données.

Finalement, nous avons supprimé la surface du sol ne jouxtant pas un bâtiment, comme illustré par la Figure 47. En effet, CitySim tient compte de la réflexion des rayonnements lumineux sur le sol ainsi que de l'obstruction lumineuse de l'horizon lointain.

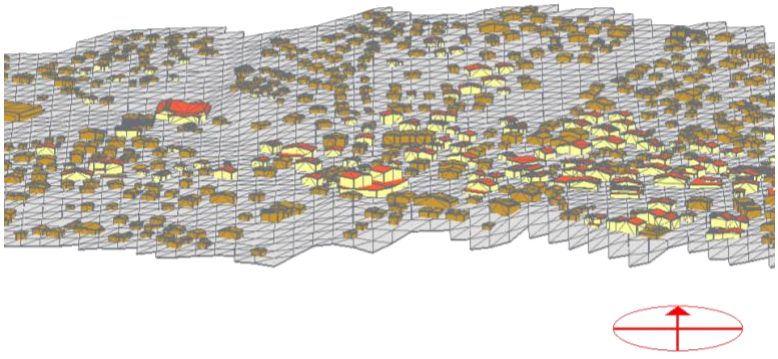


Figure 47 - Verbier : Modélisation 3D dans CitySim.

Par ailleurs, plus on s'éloigne des bâtiments, plus le rayonnement réfléchi sur le sol a un faible impact. Par conséquent et comme illustré par la Figure 43, nous n'avons conservé que le modèle de terrain situé aux alentours des bâtiments.

4.2.2.3 Zones d'intérêt

En plus de l'ensoleillement des bâtiments, nos partenaires de la HEIG-VD souhaitaient obtenir les valeurs d'ensoleillement des zones d'intérêt illustré à la Figure 48. Ces surfaces d'intérêt sont sélectionnées par les partenaires de la HEIG-VD. Elles correspondent aux endroits relativement vastes où l'installation de plusieurs centrales solaires serait possible.

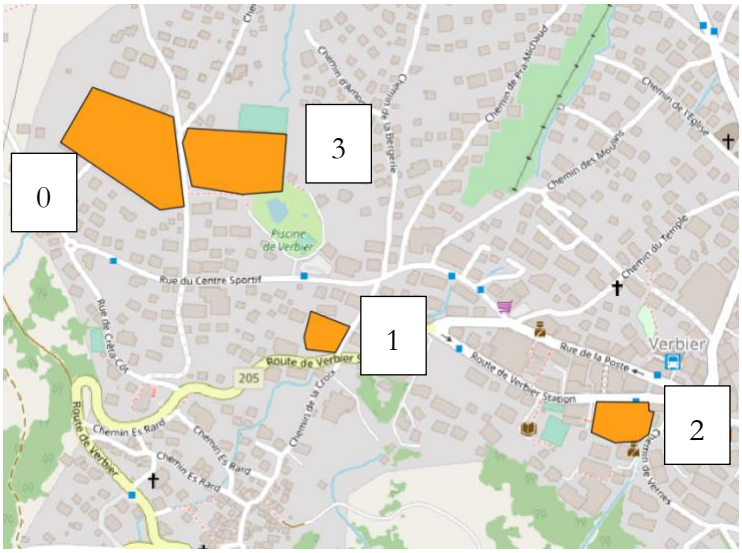


Figure 48 - Verbier : Zones d'intérêt.

Pour répondre à cette demande, nous avons identifié et numéroté, grâce à un script Python, les surfaces de notre modèle numérique du terrain correspondant aux zones d'intérêt.

4.2.3 Climat et horizon lointain

Les données climatiques utilisées proviennent du logiciel Meteonorm.

Pour le rayonnement, l'année météorologique type est calculée sur base des données recueillies entre l'année 1991 et l'année 2010. Pour les températures, l'année météorologique type est calculée sur base des données obtenues entre l'année 2000 et l'année 2009.

4.3 Simulation

Après la collecte et le traitement des données 3D, des données climatologiques ainsi que des données topographiques, nous avons obtenu un modèle complet pour Verbier. Toutes ces informations sont sauvegardées dans un fichier XML et un fichier CLI. Les informations topographiques sont exportées dans le fichier XML lors de la sauvegarde.

Le modèle que nous avons obtenu contient un nombre important d'éléments. L'une des conséquences est que le temps de calcul est significativement long : approximativement 110 heures de calcul. Nous avons donc lancé une simulation sur le serveur de KAEMCO.

Pour ce faire, nous avons tout d'abord validé notre modèle par l'étude d'un extrait de celui-ci. Ensuite, nous avons exporté les fichiers XML et CLI nécessaires à la simulation sur le serveur. Finalement, nous avons lancé une session de simulation sur le serveur de KAEMCO.

4.3.1 Vérification des résultats

Pour vérifier nos résultats, nous avons choisi de simuler l'ensoleillement d'un modèle réduit constitué d'un seul bâtiment. Nous avons ensuite analysé les résultats obtenus.

4.3.1.1 Modèle réduit

La densité des bâtiments est assez importante à Verbier. Nous avons donc sélectionné un bâtiment entouré par plusieurs autres afin d'obtenir un extrait suffisamment représentatif.

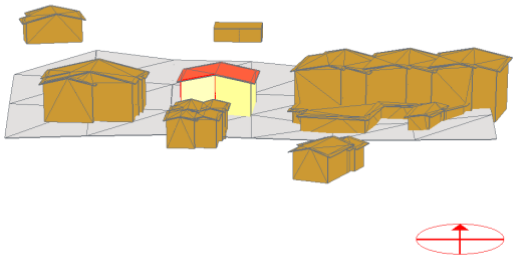


Figure 49 - Verbier : Modèle réduit.

Comme le montre la Figure 49, le bâtiment choisi, en jaune et orange, est entouré par un nombre important de bâtiments faisant de l'ombre.

4.3.1.2 Résultats préliminaires

Afin de valider notre modèle, nous avons décidé d'analyser les résultats d'ensoleillement pour quatre jours de l'année.

Tout d'abord, nous avons sélectionné les mois des deux solstices et des deux équinoxes, à savoir les mois de mars, juin, septembre et décembre. Ensuite, nous avons choisi les jours ayant l'irradiation globale horizontale la plus importante. Les jours retenus sont le 25 mars, le 27 juin, le 13 septembre et le 1 décembre.

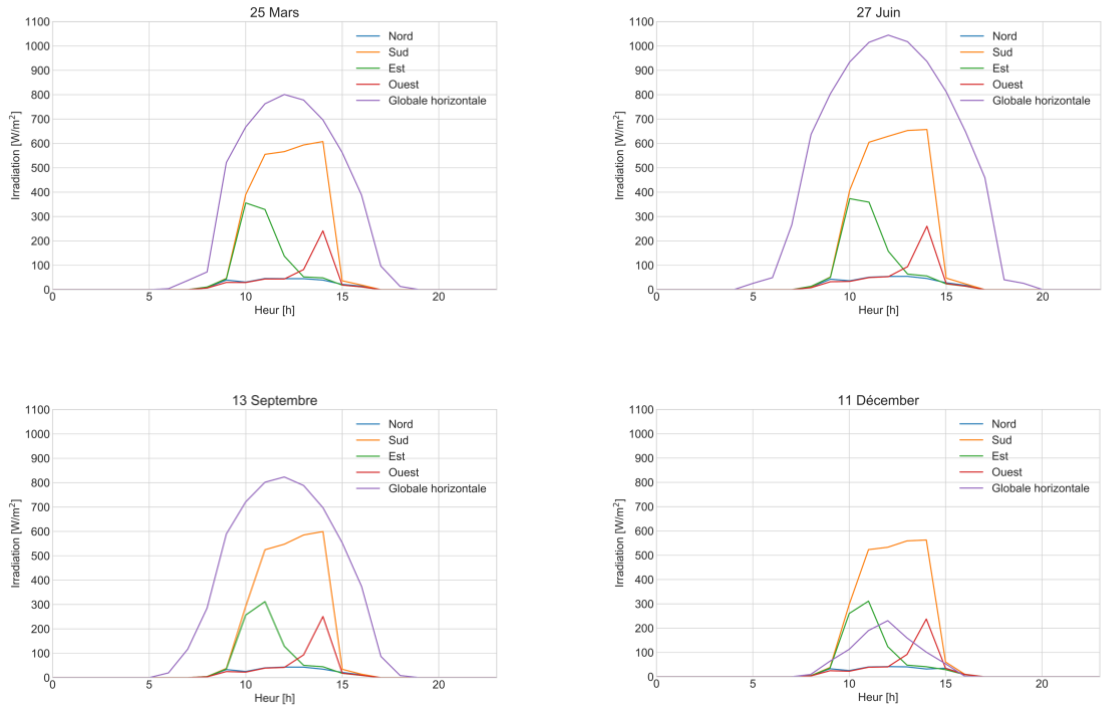


Figure 50 - Ensoleillement des façades et rayonnement global horizontal.

Comme illustré par la Figure 50, pour tous les jours sélectionnés, nous avons examiné les résultats des façades orientées au *nord*, au *sud*, à l'*est* et à l'*ouest*.

De façon générale, pour les quatre jours sélectionnés, on peut observer un éclairement plus important en début de journée pour les façades *est* et inversement pour les façades *ouest*. On peut également constater que les façades *nord* sont très peu ensoleillées.

Les résultats des mois de septembre et de mars ont une allure similaire. Par contre, les résultats des mois de juin et de décembre s'opposent par la courbe de l'irradiation globale horizontale.

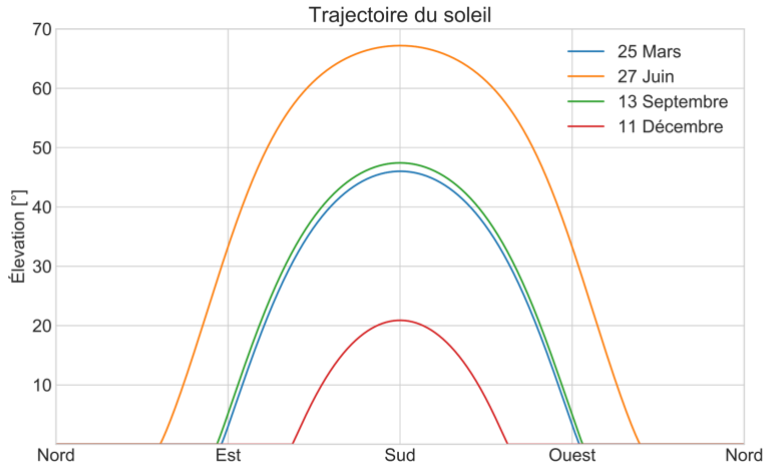


Figure 51 - Trajectoire du soleil.

Comme illustré par la Figure 51, cela s'explique par la trajectoire suivie par le soleil à ces différentes dates.

Au mois de mars et de septembre, le soleil suit approximativement la même trajectoire.

Au mois de juin, on peut observer une trajectoire ayant une élévation maximale beaucoup plus élevée.

Au mois de décembre par contre, la trajectoire passe par une élévation maximale beaucoup plus faible que pour les trois autres mois.

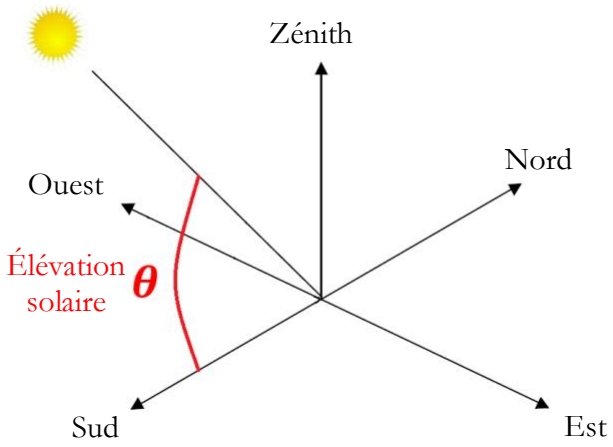


Figure 52 - Élévation solaire [15].

Par conséquent, pour les mois ayant une élévation solaire importante, nous observons un rayonnement global horizontal [G_h] plus important. En effet, le rayonnement global horizontal peut être approché en première approximation par le produit du rayonnement direct normal du soleil [G_n] et du sinus de l'élévation solaire [θ].

$$G_h = G_n \times \sin\theta$$

$$G_h : \ rayonnement\ global\ horizontal \left(\frac{W}{m^2}\right)$$

$$G_n : rayonnement\ direct\ normal \left(\frac{W}{m^2}\right)$$

$$\theta : élévation\ solaire\ (rad)$$

Équation 4 - Définition du rayonnement global horizontal.

Inversement, pour les mois ayant une élévation solaire moins importante, nous observons un rayonnement global également de moindre importance.

4.4 Résultats

4.4.1 Stockage

Pour pouvoir transmettre les résultats de notre simulation à nos partenaires et pour rendre ceux-ci reproductibles, nous avons stocké les données utilisées ainsi que les résultats obtenus dans une base de données.

Pour le cas d'étude Verbier, la base de données est subdivisée en quatre schémas : « climat » pour les informations climatiques, « horizon » pour les informations sur l'horizon lointain, « building » pour les informations sur le modèle 3D ainsi que sur les bâtiments et « results » pour les résultats de notre simulation.

4.4.1.1 Climat

Le schéma « climat » contient les informations employées pour la simulation et relatives aux climats d'une année type. Il n'est constitué que d'une table homonyme, comme illustré par la Figure 53.

	dm bigint	m bigint	h bigint	G_Dh bigint	G_Bn bigint	Ta double preci	Ts double precision	FF double precisio	DD bigint	RH bigint	RR double preci	N bigint	Az double precision	hs double precision	G_Gh bigint
1	1	1	1	0	0	-9.6	-13.7	0.6	218	50	0	0	-177.4	0	0
2	1	1	2	0	0	-10.4	-14.9	0.2	252	54	0	0	-149.1	0	0
3	1	1	3	0	0	-11.2	-15.7	0.2	249	55	0	0	-124.4	0	0
4	1	1	4	0	0	-11.7	-16	0.5	265	56	0	0	-107.5	0	0
5	1	1	5	0	0	-12.2	-16.5	0.5	263	57	0	0	-95	0	0
6	1	1	6	0	0	-12.8	-16.6	0.9	252	61	0	0	-84.2	0	0
7	1	1	7	0	0	-13.2	-17.5	0.4	276	61	0	0	-74.1	0	0
8	1	1	8	0	0	-13.6	-17	1.5	237	61	0	0	-64.1	0	0
9	1	1	9	6	0	-13.7	-14.3	0.8	214	65	0	0	-53.4	1.5	6
10	1	1	10	38	645	-13.3	-13.2	3.7	298	66	0	0	-42.1	9.3	142

Figure 53 - Verbier : Visualisation de la table « climat » dans pgAdmin.

Dans cette table, chaque ligne est une heure de l'année. Les premiers attributs correspondent au jeu de données climatologiques requis par CitySim comme expliqué au point 2.2.2.1 et illustré par le Tableau 2.

Comme illustré par le Tableau 7, les attributs « Az », « hs » et « G_Gh » correspondent respectivement à l'azimut solaire, à l'élévation solaire et au rayonnement global horizontal.

Attribut	Description	Unité
Az	Azimut	°
hs	Élévation solaire	°
G_Gh	Rayonnement global horizontal	W/m2

Tableau 7 - Attributs complémentaires au jeu de données climatologiques requis par CitySim.

4.4.1.2 Obstruction lointaine

Le schéma « horizon » contient les informations relatives à l'obstruction lointaine, employées pour la simulation. Il n'est constitué que d'une table homonyme, comme illustré par la Figure 54.

	phi bigint	theta bigint
1	-180	15
2	-179	15
3	-178	15
4	-177	14
5	-176	14
6	-175	14
7	-174	14
8	-173	14
9	-172	14
10	-171	14

Figure 54 - Verbier : Visualisation de la table « horizon » dans pgAdmin.

Dans cette table, chaque ligne correspond à une valeur d'azimut. Les attributs « phi » (°) et « theta » (°) correspondent respectivement à l'azimut considéré et à l'élévation de l'horizon, comme expliqué au point 2.2.2.2.

4.4.1.3 Modèle 3D

Le schéma « building » contient les informations relatives à la modélisation des bâtiments et du terrain. Ce schéma est partagé en quatre tables : « building_xml », « regbl_building », « regbl_housing » et « regbl_street ».

Comme le montre la Figure 55, chaque ligne de la table « building_xml » correspond à une surface. Chaque colonne correspond à un attribut.

	class_id bigint	building_ID text	geometry geometry	description text
1	34	EGID_11523773	010300008001000...	wall
2	34	EGID_11523773	010300008001000...	wall
3	34	EGID_11523773	010300008001000...	wall
4	34	EGID_11523773	010300008001000...	wall
5	34	EGID_11523773	010300008001000...	wall
6	34	EGID_11523773	010300008001000...	wall
7	34	EGID_11523773	010300008001000...	wall
8	34	EGID_11523773	010300008001000...	wall
9	34	EGID_11523773	010300008001000...	wall
10	34	EGID_11523773	010300008001000...	wall

Figure 55 - Verbier : Visualisation de la table « building_xml » dans pgAdmin.

Ainsi, les colonnes « class_id », « building_ID », « geometry » et « description » définissent respectivement la classe de la surface, l'identifiant du bâtiment auquel la surface appartient, l'objet géométrique et la description du type de surface.

Type de surface	« class_id »	« description »
Le sol de l'étage inférieur	33	floor
Un mur	34	wall
Le toit	35	roof
Un élément créant de l'ombre (ex. : avant-toit)	36	ground
		shading surface

Tableau 8 - Caractérisation des attributs « class_id » et « description ».

La classe d'une surface est un code numérique définissant une surface comme étant un toit, un mur, le sol de l'étage inférieur ou un élément faisant de l'ombre. À chaque valeur de « class_id » est associée une valeur de l'attribut « description », comme illustré par le Tableau 8.

L'attribut « geometry » contient les informations sur la surface en tant qu'objet géométrique. Tandis que l'attribut « building_ID » contient le nom donné aux bâtiments. Ce nom a comme préfixe « EGID_ » et comme suffixe le numéro EGID du bâtiment.

Dans les tables « regbl_building », « regbl_housing » et « regbl_street » se trouvent les informations du RegBL organisées respectivement par bâtiment, logement et rue. Ces informations ne sont pas indispensables mais sont tout de même stockées par anticipation.

4.4.1.4 Résultats de la simulation

Le schéma « results » contient les résultats de nos simulations.

Ce schéma est composé de trois tables :

- « global_irradiance_verbier », contenant les valeurs d'irradiation horaire des surfaces ;
- « view_factor_verbier », contenant les informations sur les surfaces ;
- « interest_surface_verbier », contenant les informations sur les surfaces d'intérêt.

Comme illustré par la Figure 56, les attributs de la première table « global_irradiance_verbier » sont au nombre de trois : « surface_id » l'identifiant pour la surface, « global_irradiance » pour la valeur d'irradiation et « hour » pour l'heure de l'année. Chaque ligne de cette table est une surface.

	surface_id text	global_irradiance double precision	hour bigint
1	92692	81.1842	1816
2	92694	68.5052	1816
3	92696	78.9434	1816
4	92698	77.0319	1816
5	92700	79.0093	1816
6	92702	81.7347	1816
7	92704	24.9925	1816
8	92706	67.9776	1816
9	92708	1.23637	1816
10	92710	67.2908	1816

Figure 56 - Verbier : Visualisation de la table « global_irradiance » dans pgAdmin.

Comme illustré par la Figure 57, la deuxième table « view_factor_verbier » contient les informations du fichier « VF » créé par CitySim pendant une simulation. Dans ce tableau, chaque ligne correspond à une surface. Les colonnes correspondent aux attributs suivants :

- « zone_id » : l'identifiant de la zone du bâtiment ;
- « key » : l'identifiant de la maison ;
- « surface_id » : l'identifiant de la surface ;
- « Type » : le type de la surface ;
- « class_id » : l'identifiant numérique du type de surface ;
- « area » : la superficie d'une surface en mètre carré ;
- « azimuth » : l'azimut de la surface en degré ;
- « altitude » : l'altitude de la surface en degré ;
- « svf » : le facteur de vue du ciel ;
- « gvf » : le facteur de vue du sol.

	zone_id text	key text	surface_id text	Type text	class_id bigint	area double precisio	azimuth double precisic	altitude double precisior	svf double precision	gvf double precisior
1	0	EGID_11523773	28184	Wall	34	62.8224	64.0431	0	0.333701	0
2	0	EGID_11523773	28188	Wall	34	191.418	334.024	0	0.368141	0.000468423
3	0	EGID_11523773	28190	Wall	34	53.7623	63.9591	0	0.324869	0
4	0	EGID_11523773	28198	Wall	34	11.7855	153.75	0	0.296819	0
5	0	EGID_11523773	28200	Wall	34	31.9159	244.015	-0.0637035	0.495779	0.0278326
6	0	EGID_11523773	28202	Wall	34	189.734	244.011	0	0.442085	0.00159774
7	0	EGID_11523773	28210	Wall	34	147.773	64.005	0.0184292	0.247989	0
8	0	EGID_11523773	63728	Wall	34	28.8088	244.033	0	0.484363	0.0100752
9	0	EGID_11523773	63740	Wall	34	23.7108	334.011	0	0.237639	0.000585772

Figure 57 - Verbier : Visualisation de la table « view_factor » dans pgAdmin.

Comme illustré par la Figure 58, la troisième table « interest_surface_verbier » répertorie les zones du sol identifiées comme appartenant à une zone d'intérêt. Ainsi, chaque ligne de ce tableau correspond à une surface du sol. La première colonne de cette table correspond à l'attribut « surface_id » pour la surface, et la seconde colonne correspond à l'attribut « interest_surface_id » pour les zones d'intérêt selon la numérotation illustrée par la Figure 48.

	surface_id bigint	interest_surface_id bigint
1	103190	3
2	103186	3
3	103184	3
4	103174	2
5	103166	3
6	103164	3
7	103158	3
8	103154	3
9	103130	3
10	103120	2

Figure 58 - Verbier : Visualisation de la table « interest_surface_id » dans pgAdmin.

Les tables « global_irradiance_verbier », « interest_surface_verbier » et « view_factor_verbier » ont en commun une clé d'identification, à savoir l'identifiant des surfaces « surface_id ». Par conséquent, il est possible d'effectuer une jointure des tables en affichant les données d'ensoleillement pour tous les toits ou toutes les zones d'intérêt.

4.4.2 Évaluation des résultats

4.4.2.1 Méthode de calcul des besoins thermiques

Pour l'évaluation des besoins thermiques des bâtiments étudiés, nous avons employé la norme SIA 380/1 [33]. Elle permet d'obtenir une évaluation des besoins thermiques du bâtiment.

À cause des approximations posées, les valeurs obtenues en employant cette norme sont surestimées. Cependant, cela nous permet d'avoir un ordre de grandeur et une vue d'ensemble.

Suivant cette norme, les besoins thermiques du bâtiment sont établis par mètre carré de la surface de référence [A_E].

$$A_E = \sum_{i=1}^{n} A_i$$

$$A_E : \ surface\ de\ référence\ (m^2)$$

$$A_i : \ surface\ de\ plancher\ d'un\ local\ chauffé\ (m^2)$$

$$n : \ le\ nombre\ de\ locaux\ chauffés\ (-)$$

Équation 5 - Définition d'une surface de référence.

La norme SIA permet d'estimer la valeur de la surface de référence d'un bâtiment sur base de la surface de l'enveloppe thermique [A_{th}].

$$A_{th} = \sum_{j=1}^{n} A_j$$

$$A_{th} : \ surface\ de\ l'enveloppe\ thermique\ (m^2)$$

$$A_j : \ surface\ définissant\ l'enveloppe\ thermique\ chauffée\ (m^2)$$

$$n : \ le\ nombre\ de\ surfaces\ composant\ l'enveloppe\ thermique\ (-)$$

Équation 6 - Définition de la surface de l'enveloppe thermique.

La norme SIA estime le facteur d'enveloppe [k], c'est-à-dire le rapport entre la surface de l'enveloppe thermique [A_{th}] et la surface de référence [A_E], en fonction du type de bâtiment. Cette valeur est une constante et vaut 1.3 pour les habitats collectifs.

$$\frac{A_{th}}{A_E} = \ k$$

$$A_E : \ surface\ de\ référence\ (m^2)$$

$$A_{th} : \ surface\ de\ l'enveloppe\ thermique\ (m^2)$$

$$k : facteur\ d'enveloppe\ (-)$$

Équation 7 - Rapport entre la surface de l'enveloppe thermique et la surface de référence.

Comme illustré par la Figure 59, le fichier « VF » donne, pour chaque surface du modèle, la superficie et le type de surface. L'attribut « # » nous indique à quel bâtiment il appartient.

	#	Type	Area(m²)	Azimuth(°)	Altitude(°)	SVF(-)	GVF(-)
0	0(EGID_11523773):28184	Wall	62.82240	64.0431	0.000000	0.333701	0.000000
1	0(EGID_11523773):28188	Wall	191.41800	334.0240	0.000000	0.368141	0.000468
2	0(EGID_11523773):28190	Wall	53.76230	63.9591	0.000000	0.324869	0.000000
3	0(EGID_11523773):28198	Wall	11.78550	153.7500	0.000000	0.296819	0.000000
4	0(EGID_11523773):28200	Wall	31.91590	244.0150	-0.063703	0.495779	0.027833

Figure 59 - Verbier : Extrait du fichier « VF ».

Connaissant la superficie de chaque surface appartenant à un bâtiment et connaissant la valeur du rapport entre la surface de l'enveloppe thermique et la surface de référence, nous avons estimé la surface de référence du bâtiment.

Une fois la surface de référence des bâtiments calculée, nous pouvons, grâce à des coefficients, estimer les demandes en énergie du bâtiment pour le chauffage, pour l'eau chaude sanitaire ainsi que pour l'énergie finale et l'énergie primaire associées à ces besoins.

Ces estimations sont établies pour une année. L'annexe 9.1 reprend les valeurs employées pour évaluer les besoins thermiques des bâtiments.

4.4.2.2 Besoins thermiques

En suivant la méthodologie expliquée au point 4.4.2.1, nous avons estimé les besoins thermiques des 225 bâtiments du cas d'étude Verbier, comme illustré par la Figure 60.

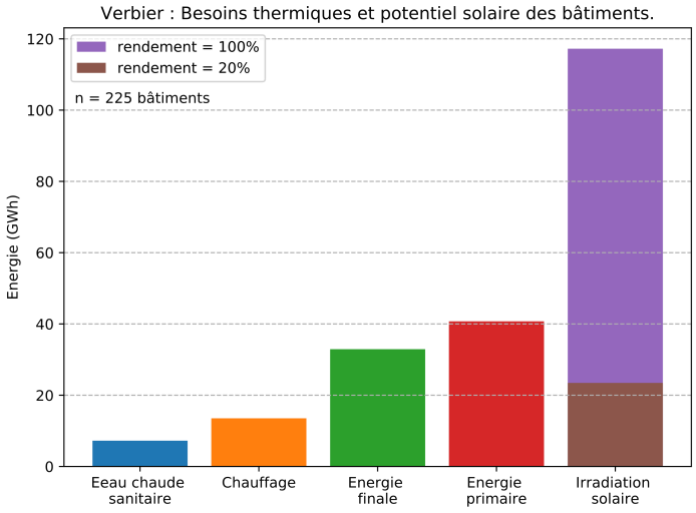


Figure 60 - Verbier : Besoins thermiques des bâtiments et potentiel solaire.

Nous constatons que l'énergie solaire a le potentiel pour répondre largement aux besoins thermiques des bâtiments.

Cependant, ce potentiel est fortement limité par le rendement de conversion entre l'énergie brute captée par les surfaces et l'énergie utile pour répondre au besoin thermique.

En prenant l'hypothèse optimiste d'un rendement égal à 20% [34], l'énergie solaire utile nous permet uniquement de répondre au besoin en chauffage ou en eau chaude sanitaire mais pas les deux en même temps.

4.4.2.3 Méthode de calcul de l'impact écologique

Pour évaluer l'impact écologique des bâtiments, nous nous sommes basés sur les données des écobilans dans la construction suisse [35]. Les valeurs signalées nous indiquent, par unité de masse, la part d'énergie renouvelable, la part d'énergie non renouvelable et la part des émissions de gaz à effet de serre liées aux bâtiments.

Pour calculer les valeurs de ces indicateurs, nous multiplions chaque composante de la paroi par sa masse volumique [ρ], son épaisseur [e] et sa superficie [A].

$$I = \rho\ e\ A\ I_m$$

$$I : \ indicateur\ (kWh\ oil - eq \quad ou \quad kg\ de\ CO_2 - eq)$$

$$\rho : masse\ volumique\ du\ composant\ \left(\frac{kg}{m^3}\right)$$

$$e : \ épaisseur\ du\ composant\ (m)$$

$$A : \ superficie\ du\ composant\ (m^2)$$

$$I_m : \ indicateur\ par\ unité\ de\ masse\ \left(\frac{kWh\ oil - eq}{kg} ou\ \frac{kg\ de\ CO_2 - eq}{kg}\right)$$

Équation 8 - Calcul des indicateurs.

Pour la composition des parois des bâtiments, nous prendrons les hypothèses de la thèse du Dr Diane Perez [36]. Lorsque le composant de la paroi choisie n'est pas référencé dans la base de données des écobilans, nous avons systématiquement pris le composant le plus impactant pour l'écologie.

Pour nos estimations, nous ne tenons compte que des parois faisant partie de l'enveloppe du bâtiment.

L'annexe 9.2 reprend les valeurs des indicateurs [I_m] utilisés pour évaluer les impacts écologiques des bâtiments.

4.4.2.4 Impact écologique

En suivant la méthodologie et les hypothèses de calcul exposées au point 4.4.2.3, nous constatons que la part d'énergie renouvelable liée aux 225 bâtiments du cas d'étude Verbier correspond à 43.8 % de l'énergie non renouvelable liée à ces mêmes bâtiments.

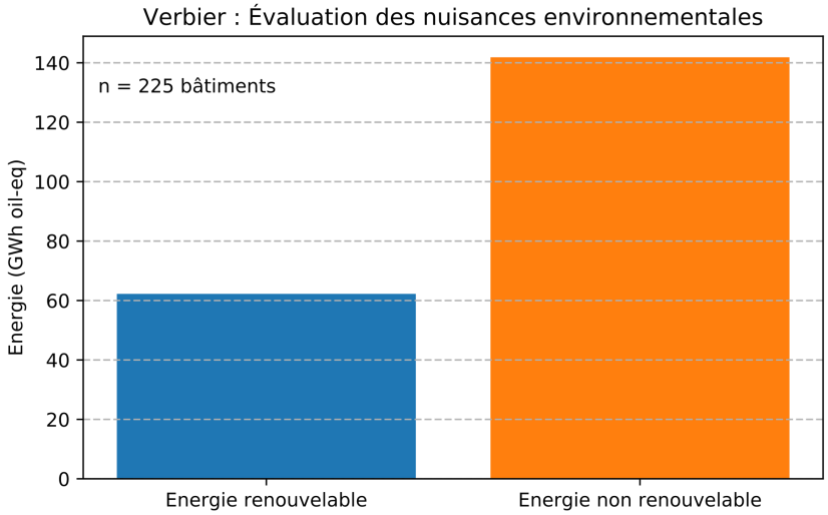


Figure 61 - Verbier : Part d'énergie renouvelable et part d'énergie non renouvelable liées aux 225 bâtiments.

Nous nous rendons compte que l'intégration d'énergie renouvelable, en l'occurrence d'énergie solaire, permettrait d'augmenter ce taux et par conséquent de diminuer l'impact environnemental de ces bâtiments, comme illustré par la Figure 61.

5 Marais-Rouge

5.1 Méthodologie

Dans un premier temps, nous avons collecté les données nécessaires à notre simulation, comme expliqué au point 5.2.

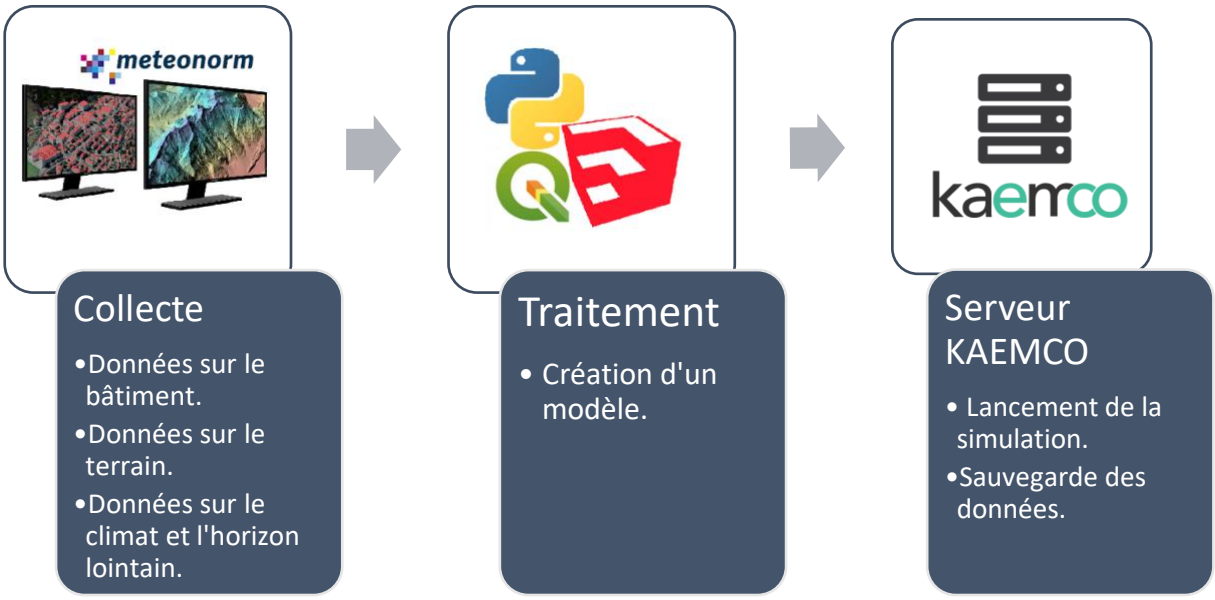


Figure 62 - Marais-Rouge : Méthodologie [7], [9], [10], [26]–[28].

Ensuite, le traitement de ces informations est automatisé grâce à des outils informatiques divers, comme expliqué au point 5.3. Cependant, quelques corrections ont tout de même été effectuées manuellement afin d'éliminer quelques défauts.

Finalement, les résultats utiles sont extraits des fichiers générés par CitySim et ensuite évalués, comme expliqué au point 5.4.

5.2 Collecte des données

5.2.1 Bâtiments

5.2.1.1 Extraction des données

Tout comme pour le cas d'étude Verbier, les données 3D des bâtiments proviennent de la plateforme GeoVITe. Nous avons, de manière similaire, sélectionné une zone dans laquelle se trouvent les bâtiments à étudier. Ces données ont été extraites dans un fichier SHP.

Ensuite, comme illustré par la Figure 63, nous avons introduit ces données dans QGIS et nous avons obtenu une couche, en 2D, représentant les bâtiments vus du dessus.

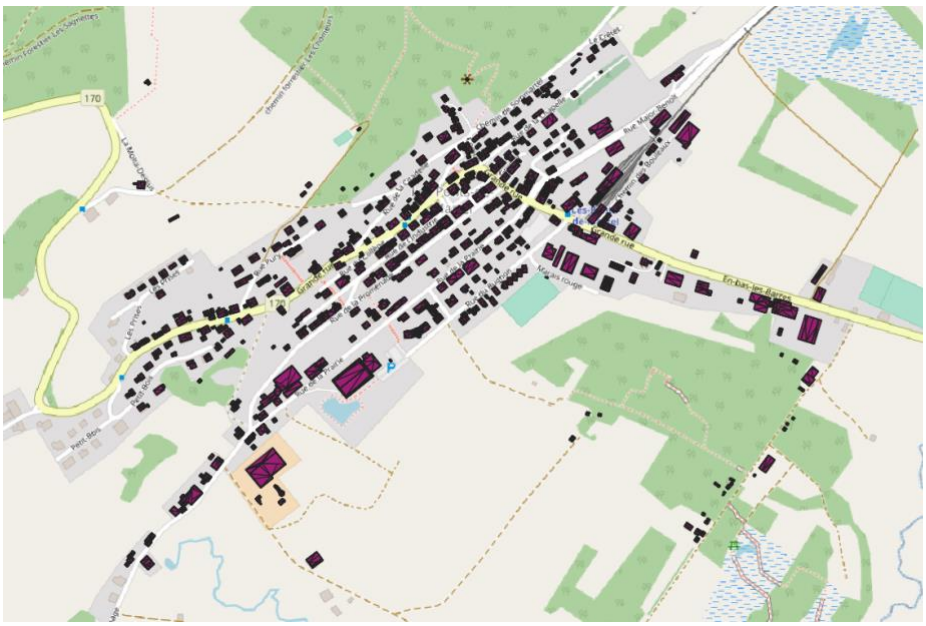


Figure 63 - Marais-Rouge : Modèle swissBUILDINGS3D (fichier SHP) dans QGIS.

Chaque bâtiment est constitué par une ou plusieurs entités. Celles-ci possèdent des attributs qui les caractérisent. En particulier, chaque entité possède un numéro UUID, un identifiant universel unique.

Il est important de remarquer que le numéro EGID et le numéro UUID sont bien deux identifiants distincts. Le premier se réfère à un bâtiment et est unique au niveau fédéral. Le second se réfère à une partie du bâtiment et est unique au niveau d'un environnement de travail.

Le numéro UUID est produit en utilisant des composantes pseudo-aléatoires ainsi que les caractéristiques de l'ordinateur (numéro de disque dur, adresse MAC, etc.) [37]. Par conséquent, pour un ordinateur donné, une entité sera identifiée par un et un seul numéro UUID. Sur un autre environnement de travail, le numéro UUID d'une entité pourrait être différent. Cependant, l'entité resterait associée à un seul numéro UUID. C'est en ce sens qu'il est « unique ».

Dans le modèle swissBUILDINGS3D, les données géométriques des bâtiments sont obtenues par photogrammétrie. Lors de la création des données géométriques, il est supposé que chaque nouvelle entité détectée est un nouveau bâtiment.

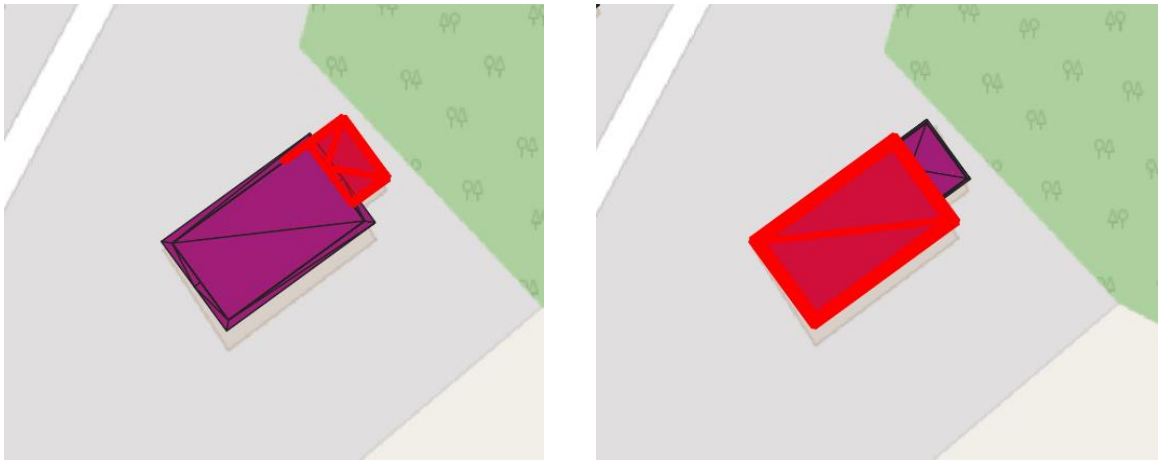


Figure 64 - Marais-Rouge : Identification des bâtiments par le numéro UUID.

Cependant, comme illustré par la Figure 64, il arrive que deux entités fassent en réalité partie du même bâtiment : il est donc nécessaire d'associer chaque numéro UUID à un numéro EGID.

5.2.1.2 Identification des bâtiments

Pour lier un numéro UUID à un numéro EGID, nous nous sommes servis de QGIS. Pour cela, nous avons tout d'abord importé les données RegBL, depuis un fichier CSV, dans QGIS, comme illustré par la Figure 65. Ces informations sont rassemblées dans une table d'attributs. Dans ces données se trouvent, entre autres, les coordonnées des bâtiments. Sur base de ces informations, nous avons créé, grâce à QGIS, une couche de points se situant aux coordonnées indiquées.



Figure 65 - Marais-Rouge : Importation des données RegBL dans QGIS.

Ensuite, nous avons importé les données du fichier SHP dans une nouvelle couche, comme illustré par la Figure 66. Sur base de celle-ci, nous avons généré une couche de points représentant le barycentre des entités contenues dans la couche du fichier SHP. Les attributs associés à ces points sont les mêmes que ceux des entités de la couche SHP dont ils proviennent.

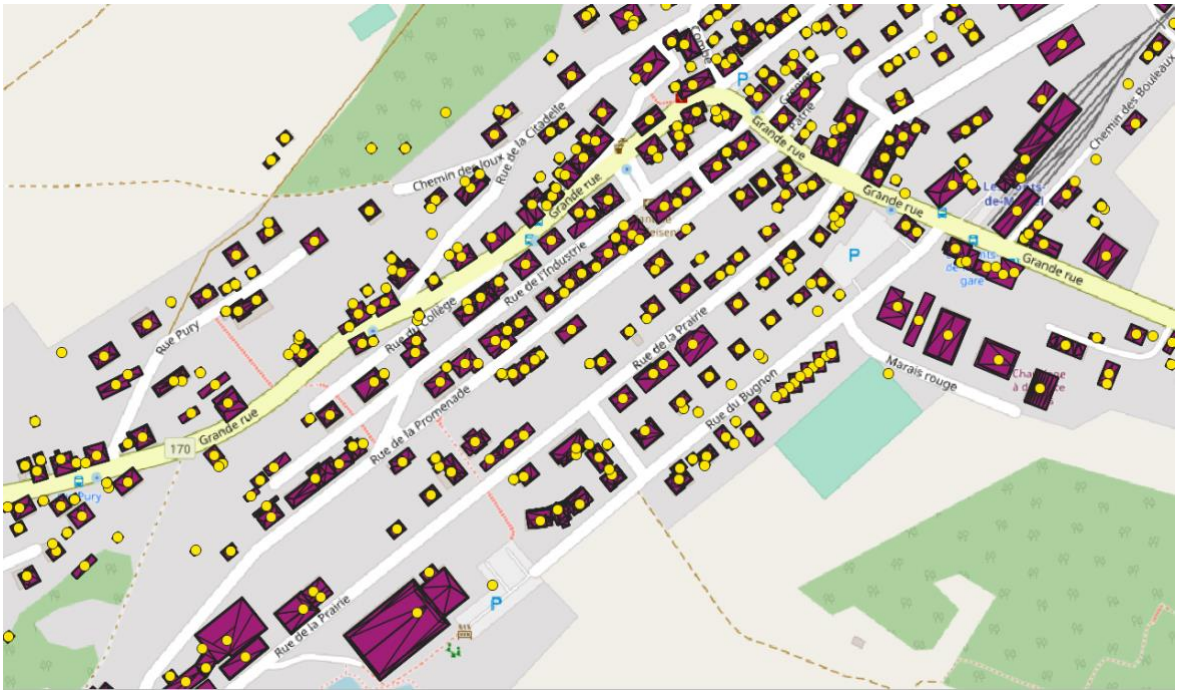


Figure 66 - Maris-Rouge : Couche de points au barycentre des bâtiments.

Cette couche de points nous a permis de générer un diagramme de Voronoï, un diagramme formé par des polygones contenant les points de ladite couche, comme illustré par la Figure 67. Dans ce diagramme, chaque polygone a les mêmes attributs que le point depuis lequel il est créé.

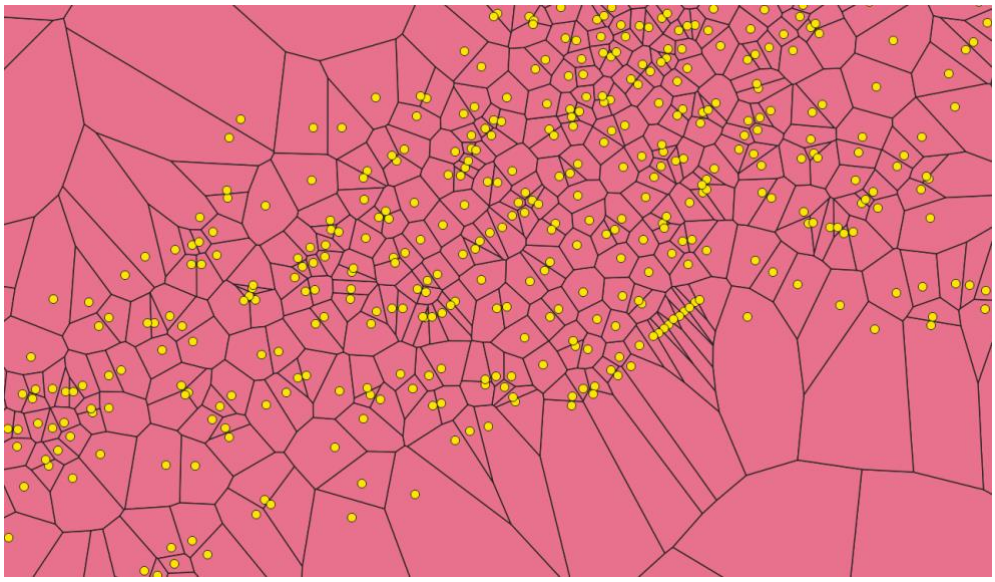


Figure 67 - Marais-Rouge : Diagramme de Voronoï.

Par après, nous avons effectué une jointure spatiale entre le diagramme de Voronoï et les points créés par le fichier CSV du RegBL. Lors de cette opération, si un point est contenu dans un polygone du diagramme de Voronoï, les attributs de ce point sont ajoutés aux attributs du polygone.

Les coordonnées des bâtiments ne sont pas toujours exactes dans le RegBL. Parfois, certains polygones sont associés à plusieurs points « RegBL ». Nous avons corrigé ces erreurs en vérifiant qu'à un numéro UUID était associé un et un seul numéro EGID.

Une fois que nous avons obtenu la table d'attributs liant un numéro UUID à un et un seul numéro EGID, nous avons identifié chaque élément du fichier SHP par un numéro EGID.

5.2.1.3 Transfert vers la base de données

Une fois les entités du fichier SHP identifiées par un numéro EGID, nous avons transféré ces données vers la base de données de KAEMCO. Pour ce faire, nous avons employé PostGIS, une extension de PostgreSQL intégré dans QGIS.

Ces données sont sauvées dans une table où chaque entité, c'est-à-dire chaque surface, est représentée comme étant une ligne. Les colonnes correspondent aux attributs d'une entité. Les informations géométriques sont stockées dans l'attribut « geometry ».

	geometry geometry
1	01060000A00808000092000000010300008001000000040000000C820B0627A6C434150E3A5DB26633241807493180
2	01060000A00808000020000000010300008001000000040000000506210 98F96C4341F07C3F7525653241007D3F3...
3	01060000A0080800001E000000010300008001000000040000003 8DF4FED166D4341B0C876FE2D65324180C420...
4	01060000A0080800000D000000010300008001000000040000005 06210F8F56C4341606666A63A65324140E17A1...
5	01060000A0080800002F000000010300008001000000040000000 D0F75333536D434110583954506532418060E5D02
6	01060000A0080800001C000000010300008001000000040000000 E851B8CE4E6D434100AAF192DA6532410083C0...
7	01060000A0080800004A000000010300008001000000040000003 85EBA39286D4341002B8776AE653241C02406811

Figure 68 - Marais-Rouge : les objets géométriques, au format HEXEWKB, dans pgAdmin.

HEXEWKB est le format de représentation des objets géométriques dans une base de données PostgreSQL. Ce format structure les informations géométriques dans une série de chiffres hexadécimaux, comme illustré par la Figure 68. Pour la validation de l'importation, nous sommes passés du format HEXEWKB au format WKT grâce à une requête SQL. Le format WKT offre l'avantage de représenter les informations géométriques par un texte.

	st_astext text
1	MULTIPOLYGON Z (((2545908.771 1205030.858 993.751999999993,2545909.001 1205031.651 993.751999
2	MULTIPOLYGON Z (((2546163.188 1205541.458 1037.342,2546170.863 1205531.876 1037.342,2546163.87
3	MULTIPOLYGON Z (((2546221.854 1205549.994 1028.23699999999,2546221.901 1205550.344 1028.23699
4	MULTIPOLYGON Z (((2546155.938 1205562.65 1032.17,2546157.701 1205555.405 1032.17,2546153.31 120
5	MULTIPOLYGON Z (((2546342.401 1205584.329 1021.26700000001,2546331.57 1205576.22 1021.267000(
6	MULTIPOLYGON Z (((2546333.615 1205722.574 1041.658,2546337.768 1205725.83 1037.787,2546336.715
7	MULTIPOLYGON Z (((2546256.451 1205678.463 1028.27099999999,2546253.82 1205677.029 1030.777,254

Figure 69 - Marais-Rouge : les objets géométriques, au format WKT, dans pgAdmin.

Par cette transformation, nous avons vérifié que l'importation des données s'était faite correctement, comme illustré par la Figure 69. Dans notre cas, chaque entité d'un bâtiment est constituée d'un ensemble de polygones dans des plans différents. Dans le format WKT, les objets géométriques sont représentés par un texte commençant par leurs types, suivi par les cordonnées de leurs sommets.

Comme le montre la Figure 69, les entités du modèle swissBUILDINGS3D sont des « MULTIPOLYGONZ », c'est-à-dire un ensemble de polygones appartenant à plusieurs plans. La série de chiffres entre parenthèses correspond aux coordonnées des sommets des polygones.

5.2.2 Terrain

5.2.2.1 Extraction des données

Les données topographiques sont obtenues sur le site GeoVITe. Elles sont extraites dans un format GEOTIFF. Malheureusement, ce format ne peut pas être directement importé dans la base de données.

Pour résoudre ce problème, nous avons tout d'abord généré des points réguliers sur la zone où l'on souhaite obtenir un modèle de terrain, comme illustré par la Figure 70. Ces points sont repérés par deux composantes : une longitude et une latitude. Ils ne possèdent pas d'attribut.

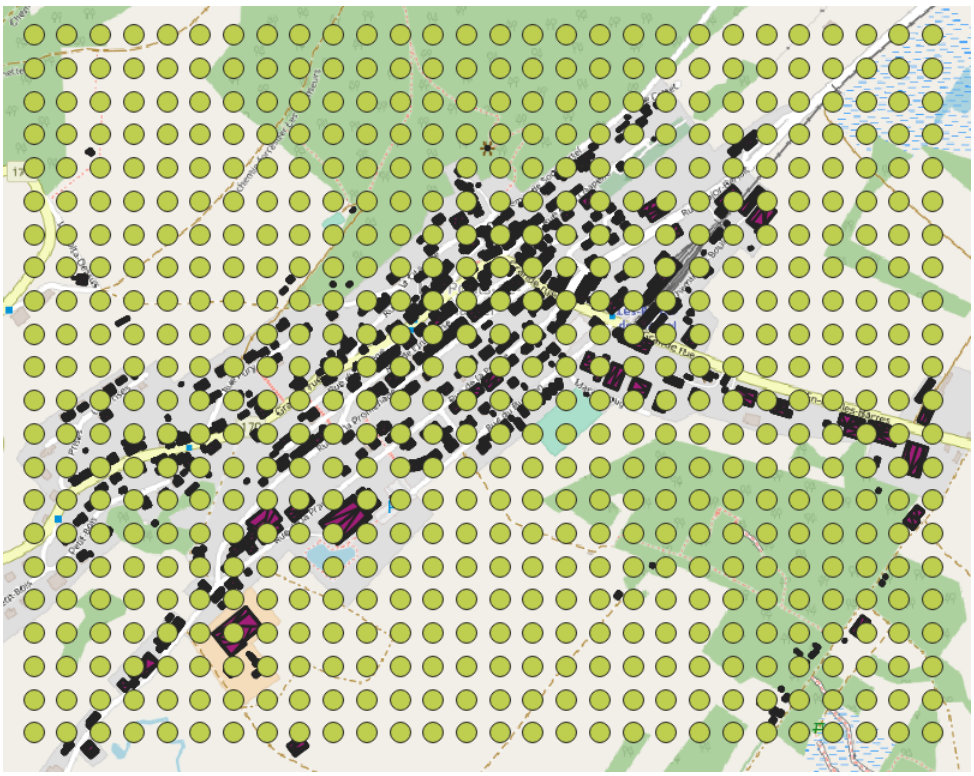


Figure 70 - Marais-Rouge : Nuage de points réguliers.

Ensuite, par une jointure spatiale dans QGIS, nous avons créé un attribut « altitude » pour tous les points réguliers. Pour ce faire, nous avons employé l'extension « Point Sampling Tool » intégrée à QGIS. Nous obtenons artificiellement un nuage de points définissant notre modèle de terrain.

5.2.2.2 Exportation vers la base de données

Grâce à QGIS, les informations contenues dans ce nuage de points sont stockées dans la base de données.

5.2.3 Climat et horizon lointain

Comme pour le cas d'étude Verbier, les données climatologiques ainsi que les données sur l'horizon lointain sont extraites depuis le logiciel Meteonorm.

Pour le rayonnement, l'année météorologique type est calculée sur base des données relevées entre l'année 1991 et l'année 2010. Pour les températures, l'année météorologique type est calculée sur base de celles relevées entre l'année 2000 et l'année 2009.

Ces données sont importées dans la base de données par l'interface de pgAdmin.

5.3 Traitement des données

5.3.1 Bâtiments

5.3.1.1 Classification des surfaces

Le modèle swissBUILDINGS3D définit chaque entité d'un bâtiment par un polygone. Ce modèle ne précise pas si une surface représente un toit, un mur ou un étage inférieur.

Pour identifier le type d'une surface, nous avons commencé par calculer son vecteur directeur surfacique [$\vec{u}$]. Pour ce faire, sur base des coordonnées des sommets des polygones, nous avons tout d'abord calculé les vecteurs directeurs [$\vec{v}$, $\vec{w}$] de deux segments de droite faisant partie du contour de la surface.

Ensuite, nous avons calculé le vecteur directeur de la surfacique [$\vec{u}$] en effectuant le produit vectoriel entre ces deux vecteurs [$\vec{v}$, $\vec{w}$].

$$\vec{u} = \vec{v} \wedge \vec{w} \quad avec \ \vec{v} \neq \vec{w}$$

$$\vec{u} : \ vecteur\ directeur\ surfacique$$

$$\vec{v} : vecteur\ directeur\ d'un\ segment\ de\ droite\ du\ contour\ de\ la\ surface$$

$$\vec{w}: vecteur\ directeur\ d'un\ segment\ de\ droite\ du\ contour\ de\ la\ surface$$

Équation 9 - Définition du vecteur directeur surfacique.

Pour définir le sens du vecteur directeur, CitySim respecte la règle dite du « tire-bouchon de Maxwell ». Autrement dit, les vecteurs directeurs des segments utilisés par CitySim sont orientés de façon à parcourir le polygone en laissant la surface à gauche dans le sens du déplacement.

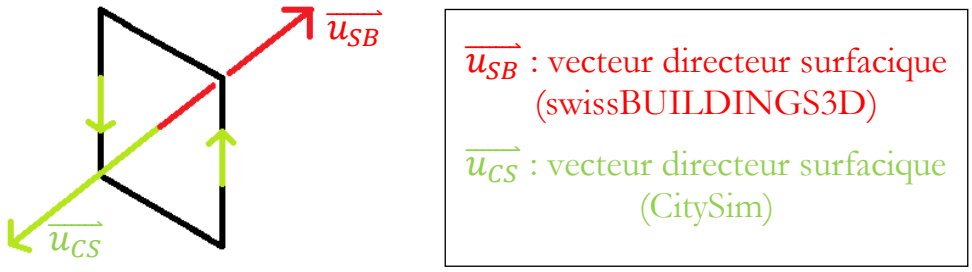


Figure 71 - Orientation d'une surface.

Comme illustré par la Figure 71, le modèle swissBUILDINGS3D n'utilise pas la même convention. Afin de créer un modèle cohérent pour CitySim, nous avons utilisé la convention de signes utilisée par CitySim. Pour cela, nous avons changé le signe d'un des vecteurs employés pour le produit vectoriel.

$$\begin{cases} \vec{u} = \overrightarrow{u_{CS}} \\ \overrightarrow{u_{CS}} = -\overrightarrow{u_{SB}} \end{cases}$$

$\vec{u}$: *vecteur directeur surfacique (employé pour le produit vectoriel)*

$\overrightarrow{u_{CS}}$: *vecteur directeur surfacique défini par CitySim*

$\overrightarrow{u_{SB}}$: *vecteur directeur surfacique défini par le modèle swissBUILDINGS3D*

Équation 10 - Définition du vecteur directeur surfacique : changement de signe.

Finalement, la détection du type de surface s'effectue par l'étude de l'angle d'inclinaison de la surface [β], angle formé par le vecteur directeur de la surface et un vecteur vertical orienté vers le zénith [$\vec{z}$] comme illustré par la Figure 72.

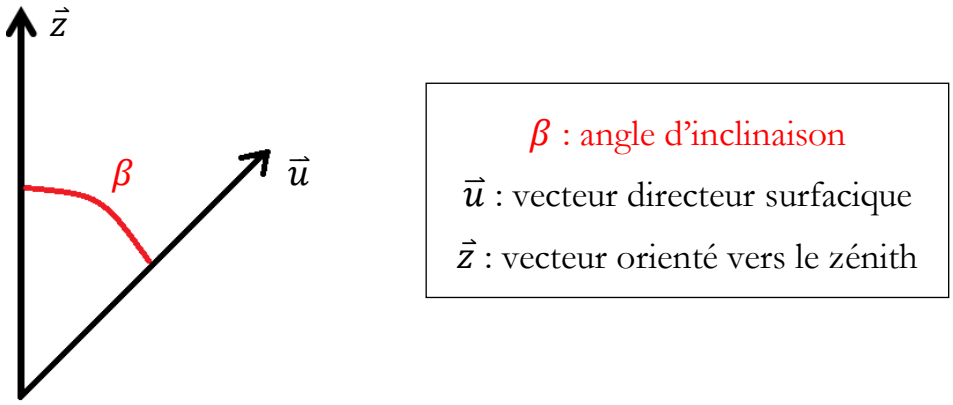


Figure 72 - Angle d'inclinaison.

L'angle d'inclinaison de la surface [β] est calculé grâce au vecteur orienté vers le zénith [$\vec{z}$] et au vecteur surfacique [$\vec{u}$]. Grâce à cet angle, nous avons calculé l'inclinaison de la surface.

$$\beta = \cos^{-1}\left(\frac{\vec{z} \times \vec{u}}{\|\vec{z}\|\|\vec{u}\|}\right)$$

β : *inclinaison*

$\vec{u}$: *vecteur directeur de la surface*

$\vec{z}$: *vecteur orienté vers le zénith*

Équation 11 - Détermination de l'angle d'inclinaison.

Comme illustré par la Figure 73, les vecteurs directeurs horizontaux, avec une tolérance de 5°, indiquent que la surface concernée est une façade. En revanche, les vecteurs normaux orientés vers le bas ou vers le haut correspondent respectivement au sol et au toit du bâtiment.

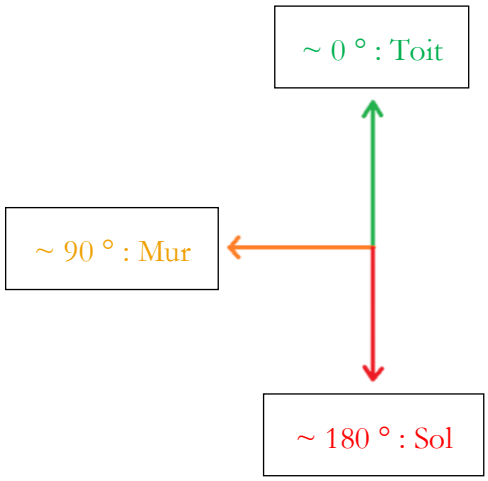


Figure 73 - Marais-Rouge : Détermination du type des surfaces par l'étude de l'inclinaison des surfaces.

Étant donné le nombre d'informations à traiter, le temps de traitement de chaque surface était approximativement de 30 minutes. Pour réduire ce temps d'attente, nous avons effectué du multiprocessing, c'est-à-dire du traitement d'informations sur plusieurs processeurs, comme schématisé à la Figure 74. Ainsi, chaque processeur a été chargé du traitement d'une partie des informations. Par cette stratégie, nous avons réduit le temps de traitement à environ 5 minutes, soit un gain de temps d'un facteur 6.

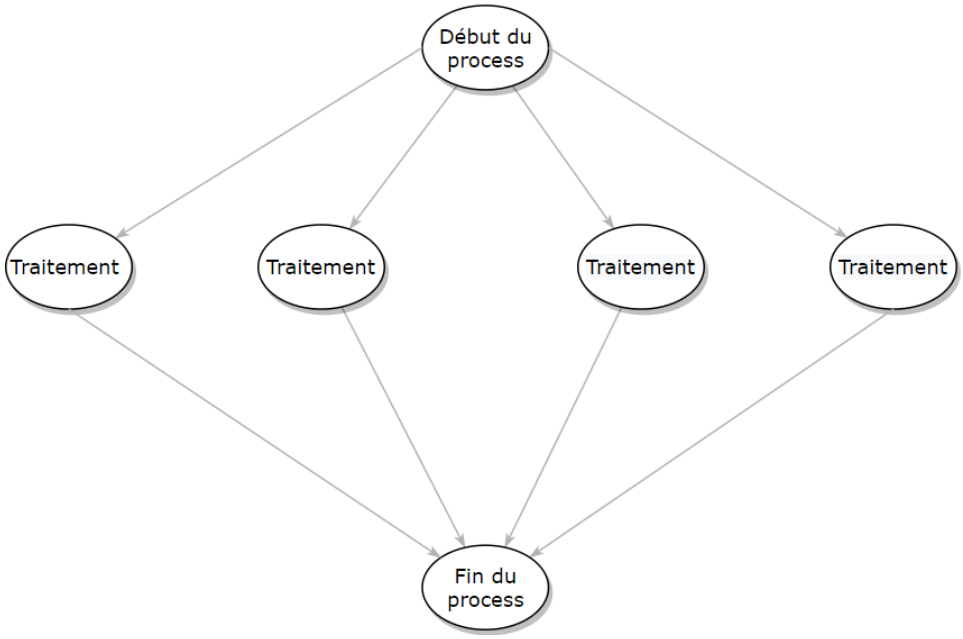


Figure 74 - Multiprocessing.

Une fois le type des surfaces identifié, nous avons stocké ces informations dans la base de données grâce à un script Python. Pour écrire les informations géométriques dans la base de données, nous sommes passés d'un format WKT, utilisé par python pour manipuler ces données, à un format HEXEWKB comme expliqué au point 5.2.1.3.

5.3.1.2 Écriture du fichier XML

Une fois les informations géométriques des surfaces ainsi que leurs types stockés dans la base de données, nous avons utilisé ces informations pour écrire le fichier XML.

Comme expliqué au point 2.2.3.1, les données géométriques du bâtiment sont contenues dans une balise « Building ». Cette « balise parent » contient les quatre « balises enfants », à savoir « Wall », « Roof », « Floor » et « Surface » contenant respectivement les coordonnées géographiques des sommets des polygones représentant un mur, un toit, un plancher et une surface créant de l'ombre dans la scène.

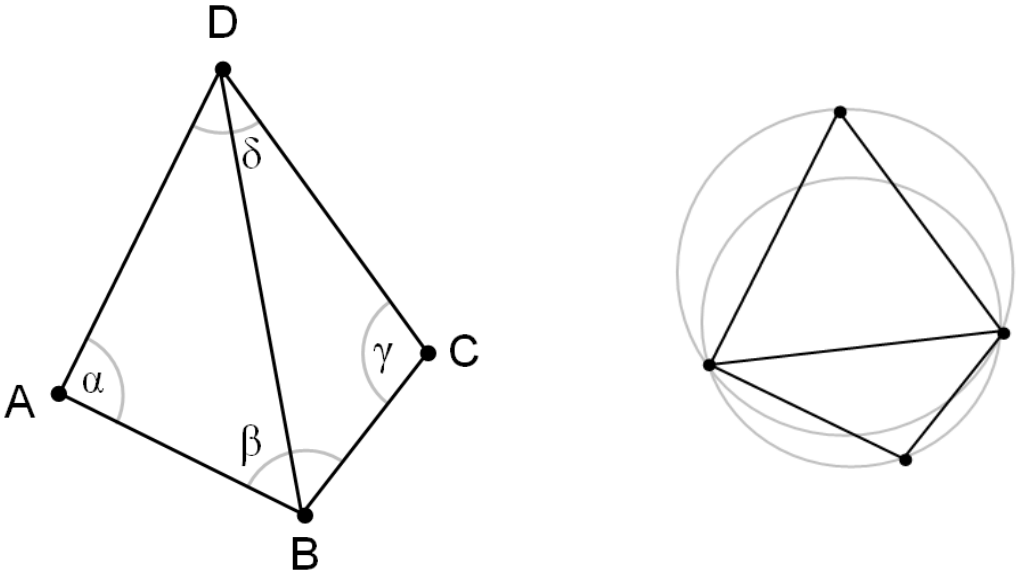
Connaissant la géométrie ainsi que le type de chaque surface, nous avons écrit les balises « Building » par un script python en utilisant la « balise enfant » adéquate.

5.3.2 Terrain

5.3.2.1 Nuage de points

Depuis le nuage de points que nous avons généré, nous en avons déduit un modèle numérique du terrain en utilisant la triangulation de Delaunay.

Le principe de triangulation consiste à créer, depuis un nuage de points, un ensemble de triangles ayant chacun pour sommet trois points de celui-ci. Comme illustré par la Figure 75, la triangulation de Delaunay est caractérisée par la propriété que le cercle circonscrit à chacun de ces triangles ne contient, en son intérieur, aucun point du nuage de points [38].



Ensemble des points A, B, C et D. Triangulation des points A, B, C et D.

Figure 75 - Triangulation de Delaunay [39].

Le nuage de points utilisé pour la triangulation de Delaunay provient d'un quadrillage carré. Les triangles créés sont par conséquent des triangles isocèles.

Pouvant associer un triangle à un ensemble de points, par un script Python, nous avons créé des surfaces triangulaires. Celles-ci sont ensuite stockées dans la base de données.

Une fois chaque point relié à un triangle, nous avons stocké ces informations dans la base de données. Pour écrire les informations géométriques dans la base de données, nous sommes passés d'un format WKT, utilisé par python pour manipuler ces données, à un format HEXEWKB comme expliqué au point 5.2.1.3.

5.3.2.2 Écriture du fichier XML

Une fois les informations de triangulation dans la base de données, nous avons utilisé ces informations pour écrire le fichier XML

Comme expliqué au point 2.2.3.1, la géométrie du modèle numérique du terrain est contenue dans la balise « GroundSurface », reprenant elle-même la balise « Ground ». Celle-ci contient les coordonnées géographiques des sommets des polygones, en l'occurrence des triangles isocèles.

Grâce à la triangulation, nous avons identifié les coordonnées des sommets des triangles pour écrire notre balise « GroundSurface ».

5.3.3 Fichier XML

Dès que le traitement des données sur les bâtiments ainsi que sur le terrain est terminé, nous sommes en mesure d'écrire un fichier XML lisible par CitySim. L'écriture de ce fichier est réalisée par un script Python.

Le fichier XML suit la structure indiquée au point 2.2.3.

5.4 Simulation

5.4.1 Vérification des résultats

Pour évaluer nos résultats, nous avons sélectionné le jour de l'année affichant la plus grande valeur d'irradiation globale horizontale, en l'occurrence le 16 juin.

Pour ce jour, nous avons sélectionné les valeurs d'ensoleillement obtenues à 10h, 12h, 14h et 16h. Nous avons importé ces données dans QGIS afin de les visualiser.

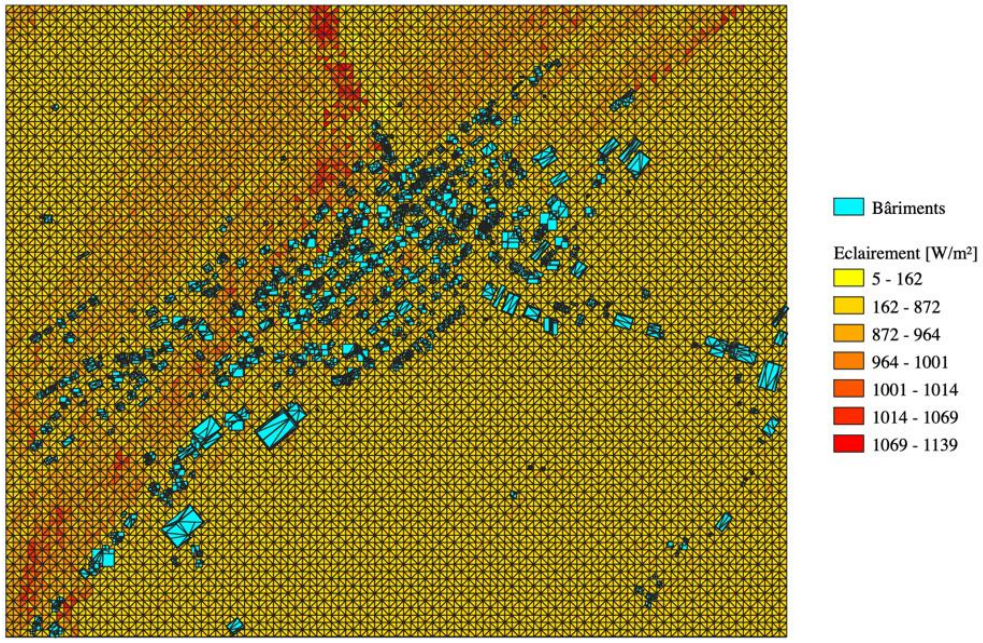


Figure 76 - Marais-Rouge : Ensoleillement au 16 juin, à 10h.

Comme nous pouvions nous y attendre, à 10h et à 16h, les valeurs d'ensoleillement se situent dans les limites inférieures, comme illustré par la Figure 76 et la Figure 77.

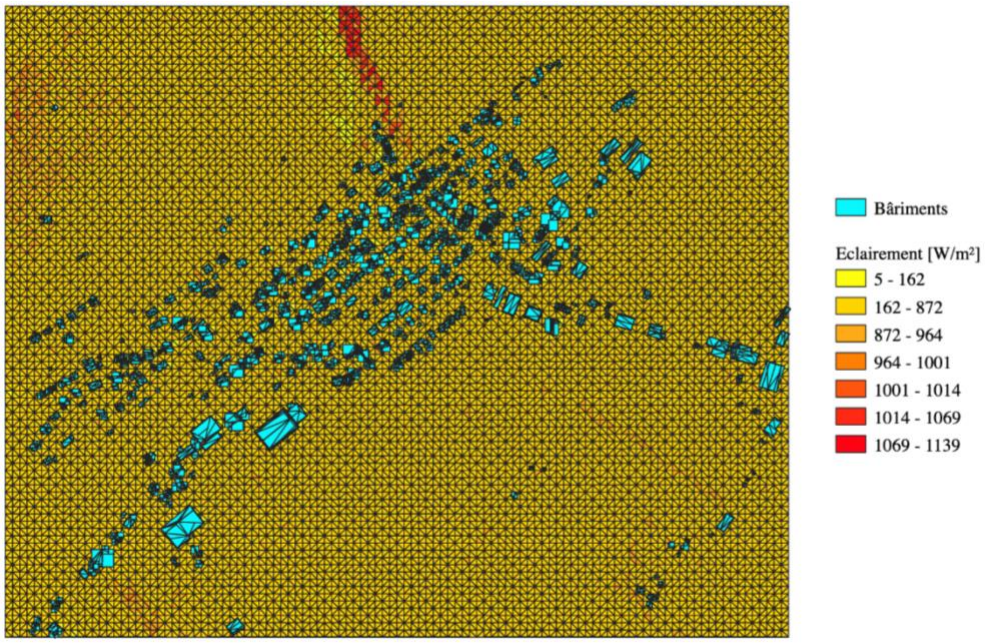


Figure 77 - Marais-Rouge : Ensoleillement au 16 juin, à 16h.

En revanche, les valeurs d'ensoleillement à 12 et 14h se situent dans les limites supérieures et avec des maxima plus importants à 12h, comme illustré par la Figure 78 et la Figure 79.

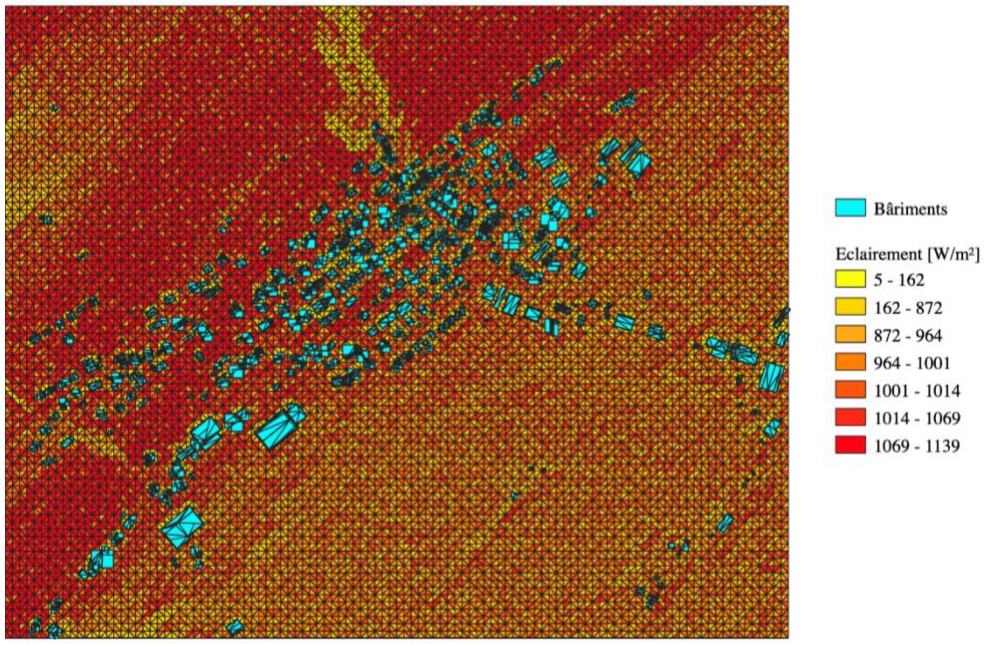


Figure 78 - Marais-Rouge : Ensoleillement au 16 juin, à 12h.

De plus, ces valeurs d'ensoleillement élevées sont concentrées vers le nord de la scène. Cela peut être expliqué par la topographie du terrain. En effet, ces zones où l'ensoleillement est plus important correspondent à un plan incliné orienté vers le sud.

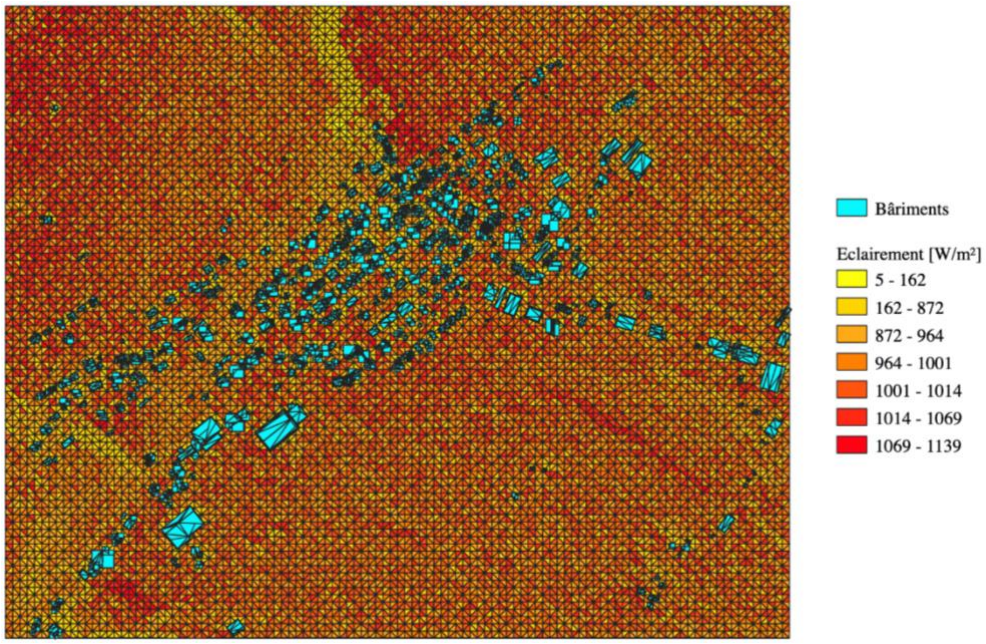


Figure 79 - Marais-Rouge : Ensoleillement au 16 juin à 14h.

5.5 Résultats

5.5.1 Stockage

Pour pouvoir transmettre les résultats de notre simulation à nos partenaires et pour rendre ceux-ci reproductibles, nous avons stocké les données utilisées pour notre simulation ainsi que les résultats obtenus dans une base de données.

Pour le cas d'étude Marais-Rouge, la base de données est subdivisée en quatre schémas : « climat » pour les informations climatiques, « horizon » pour les informations sur l'horizon lointain, « building » pour les informations sur le modèle 3D ainsi que sur les bâtiments et « results » pour les résultats de notre simulation.

5.5.1.1 Climat

Tout comme pour le cas d'étude Verbier, le schéma « climat » contient les informations relatives aux climats d'une année type, employées pour la simulation, comme expliqué au point 4.4.1.1.

5.5.1.2 Obstruction lointaine

Tout comme pour le cas d'étude Verbier, le schéma « horizon » contient les informations relatives à l'obstruction lointaine employées pour la simulation, comme expliqué au point 4.4.1.2.

5.5.1.3 Modèle 3D

Le schéma « building » contient les informations relatives à la modélisation des bâtiments et du terrain. Ce schéma est partagé en trois tables: « building_xml » et « building_geometry », « building_geometry_processed».

La table « building_xml » contient les informations de modélisation des bâtiments et du terrain utilisées pour la simulation, comme expliqué au point 4.4.1.3.

La table « building_geometry » contient à la fois les données brutes du modèle swissBUILDING3D et le numéro EGID des bâtiments associés à chaque surface.

La table « building_geometry_processed » contient les mêmes informations que celles contenues dans la table « building_geometry », auxquelles s'ajoutent les informations sur le type de parois stockées par un code numérique dans l'attribut « class_id », comme illustré par le Tableau 8.

5.5.1.4 Résultats de la simulation

Le schéma « results » contient les résultats de nos simulations.

Ce schéma est composé de deux tables :

- « global_irradiance_maraisrouge » contenant les valeurs d'irradiation horaire des surfaces ;
- « view_factor_maraisrouge» contenant des informations sur les surfaces.

Les tables « global_irradiance_maraisrouge » et « view_factor_maraisrouge » sont organisées semblablement à celles du cas d'étude Verbier, comme expliqué au point 4.4.1.4. Elles ont comme clé l'identifiant du bâtiment. Ainsi est-il possible d'interroger les tables de ce schéma pour créer une nouvelle table.

5.5.2 Évaluation des résultats

5.5.2.1 Méthode de calcul des besoins thermiques

La méthode de calcul employée est la même que celle expliquée au point 4.4.2.1 pour le cas d'étude Verbier.

5.5.2.2 Besoins thermiques

Comme pour le cas d'étude Verbier, nous avons constaté que l'énergie solaire représente là aussi un potentiel important.

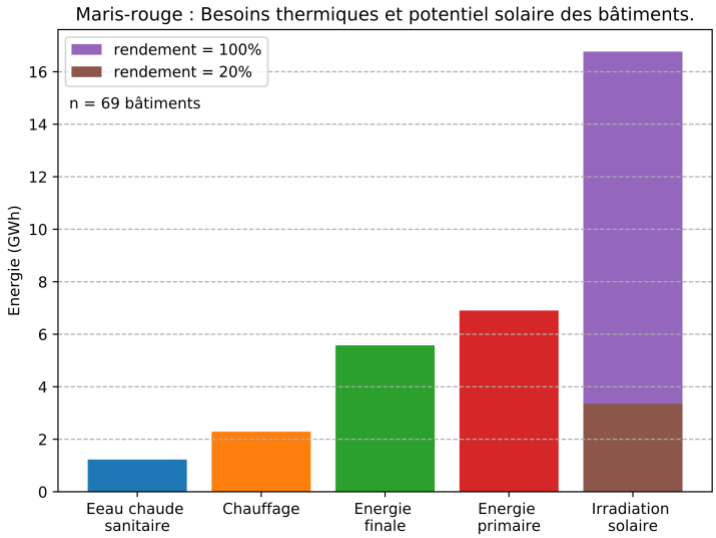


Figure 80 - Marais-Rouge : besoins thermiques des bâtiments et potentiel solaire.

À nouveau, avec l'hypothèse optimiste d'un rendement de 20% [34], ce potentiel reste encore fortement limité par le rendement de conversion entre l'énergie solaire reçue et l'énergie solaire utile, comme illustré par la Figure 80.

5.5.2.3 Méthode de calcul de l'impact écologique

La méthode de calcul employée est la même que celle expliquée au point 4.4.2.3 pour le cas d'étude Verbier.

5.5.2.4 Impact écologique

En suivant la méthodologie et les hypothèses de calcul exposées au point 4.4.2.3, nous constatons que la part d'énergie renouvelable liée aux 69 bâtiments du cas d'étude Marais-Rouge correspond à 40.93 % de l'énergie non renouvelable liée à ces mêmes bâtiments.

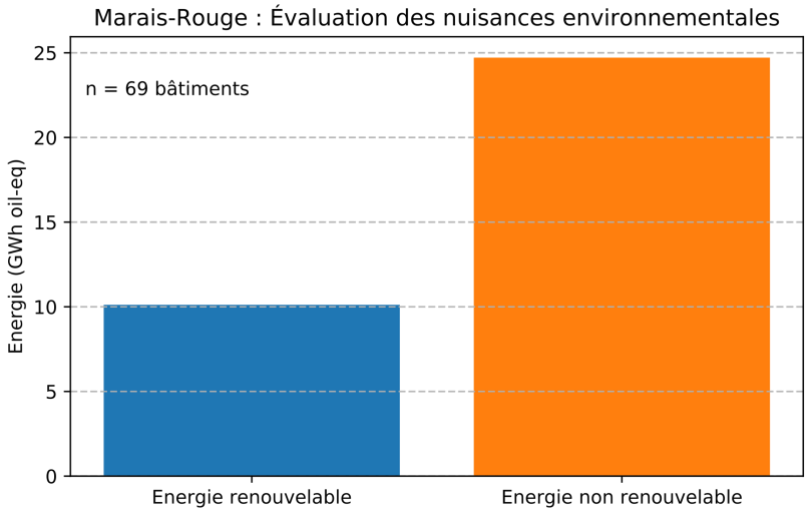


Figure 81 - Marais-Rouge : Part d'énergie renouvelable et part d'énergie non renouvelable liées aux 69 bâtiments.

Tout comme pour le cas d'étude Verbier, l'intégration du solaire thermique peut permettre d'élever ce taux, comme illustré par la Figure 81.

6 Ruinettes

6.1 Méthodologie

Le nouveau projet de construction prévoit des panneaux solaires autour du bâtiment. Pour obtenir les valeurs d'irradiation de ces panneaux, nous avons simulé le rayonnement solaire par l'outil CitySim. Nous avons également évalué la production électrique de panneaux photovoltaïques placés au même endroit.

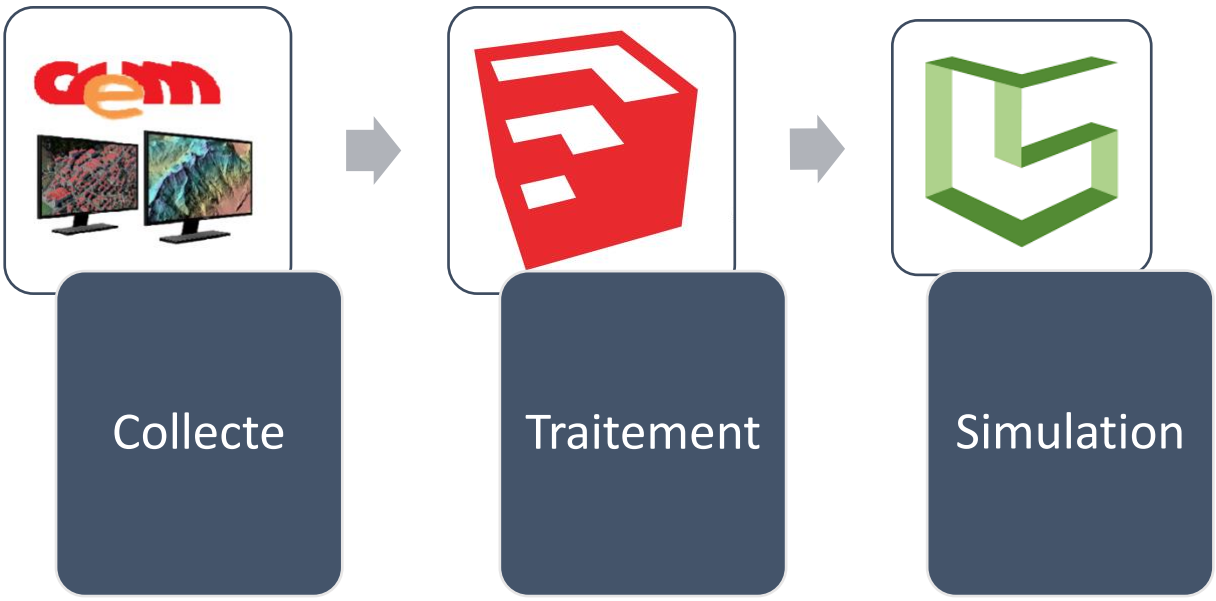


Figure 82 - Ruinettes : Méthodologie [7], [9], [10], [14], [40].

Pour ce faire, nous avons commencé par rassembler l'ensemble des données utiles pour la création d'un modèle 3D. Ensuite, nous avons traité ces informations afin de créer un modèle compatible avec CitySim. Enfin, nous avons analysé et sauvegardé les valeurs d'irradiation des panneaux afin de les transmettre au CREM.

6.2 Collecte des données

Pour l'étude de l'irradiation solaire des panneaux, le modèle que nous avons introduit dans CitySim contient la modélisation 3D des bâtiments et du terrain. Il contient également des informations climatologiques ainsi que des informations sur l'horizon lointain.

6.2.1 Bâtiment

La modélisation 3D des bâtiments provient de deux sources différentes. Pour le bâtiment en projet, les informations nous ont été fournies par le CREM dans un format SKP, comme illustré par la Figure 85. Deux plans localisant le bâtiment nous ont également été transmis, comme illustré par la Figure 83 et la Figure 84.

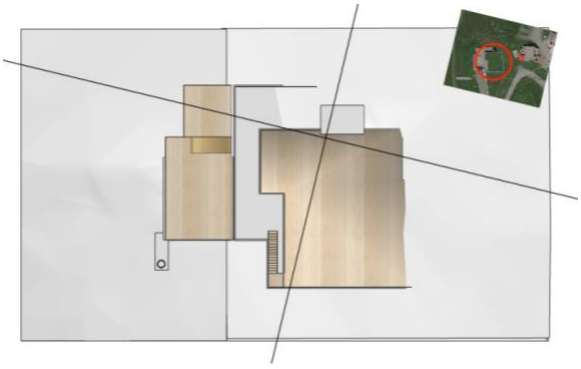


Figure 83 - Ruinettes : Plan au format PDF fourni par le CREM.

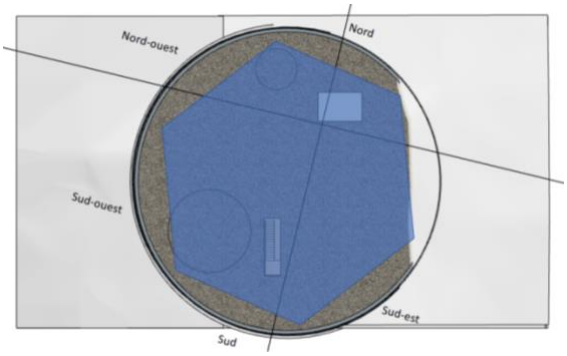


Figure 84 - Ruinettes : Plan, avec orientation, fourni par le CREM.

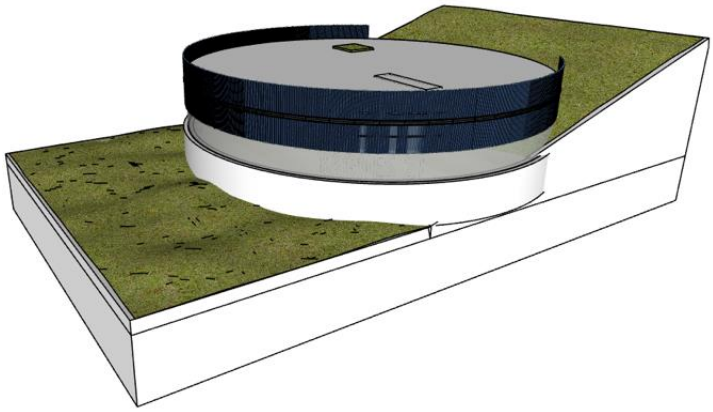


Figure 85 - Ruinettes : Modèle 3D au format SKP fourni par le CREM.

Pour les bâtiments aux alentours, nous avons employé les données swissBUILDINGS3D de l'Office Fédéral de la Topographie. Ces données ont été extraites aux formats DXF.

6.2.2 Terrain

Pour modéliser le terrain, nous avons employé les données swissALTI3D de l'Office Fédéral de la Topographie. Ces données sont extraites au format GeoTIFF.

6.2.3 Climat et horizon lointain

Les données climatiques pour une année météorologique type ainsi que les données sur l'horizon lointain ont été obtenues par le CREM grâce au logiciel Meteonorm. Ces données sont extraites respectivement aux formats CLI et HOR.

6.3 Traitement des données

Afin de pouvoir lancer nos simulations dans CitySim, nous avons créé un modèle 3D des bâtiments et du terrain. Ensuite, nous avons ajouté à ce modèle des informations sur le climat et sur l'horizon lointain.

6.3.1 Bâtiment

Pour le bâtiment en projet, le modèle 3D fourni par le CREM a été simplifié, comme illustré par la Figure 86. En effet, pour lancer une simulation dans CitySim, le bâtiment ne doit être défini que par son enveloppe extérieure, comme expliqué au point 2.1.1. Ainsi, seules les parois extérieures du bâtiment ont été conservées pour notre modèle.

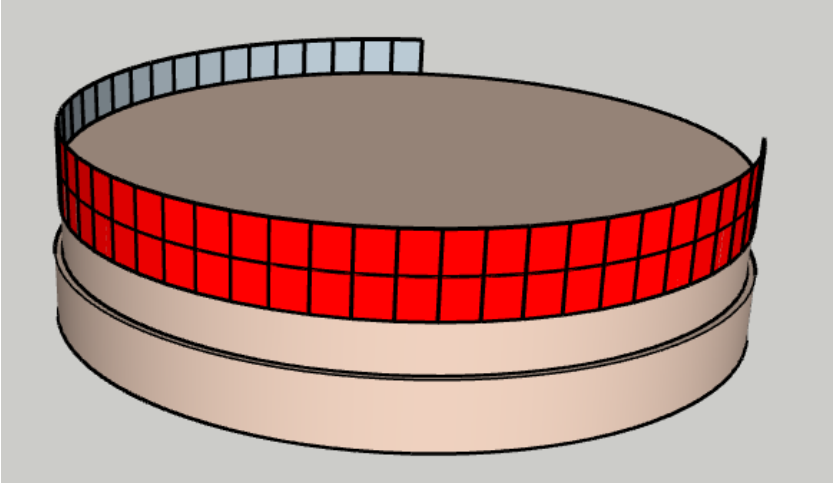


Figure 86 - Ruinettes : Modèle simplifié.

De plus, le modèle fourni par le CREM positionne les panneaux solaires par rapport au bâtiment. Ces derniers sont remplacés par des surfaces rectangulaires de mêmes dimensions.

Lors de l'importation du modèle dans CitySim, ces panneaux solaires sont considérés comme étant bifaciaux. Autrement dit, leur ensoleillement est calculé par CitySim pour les faces orientées vers l'extérieur et l'intérieur du bâtiment, respectivement les surfaces grises et rouges de la Figure 86.

Pour le calcul de l'électricité produite, le CREM souhaitait obtenir des valeurs relatives à un panneau monocristallin de dernière génération. Nous avons fait le choix du panneau photovoltaïque « JAM60D09 -325/BP » [41] produit par JA Solar.

Pour les bâtiments aux alentours, nous les avons gardés tels quels. Nous les avons simplement inclus dans notre modèle afin que CitySim puisse tenir compte de l'ombre qu'ils créent.

6.3.2 Terrain

Comme expliqué au point 4.2.2, nous avons créé un modèle numérique du terrain depuis les données swissALTI3D grâce à l'outil QIGS, plus particulièrement à son extension DEMto3D.

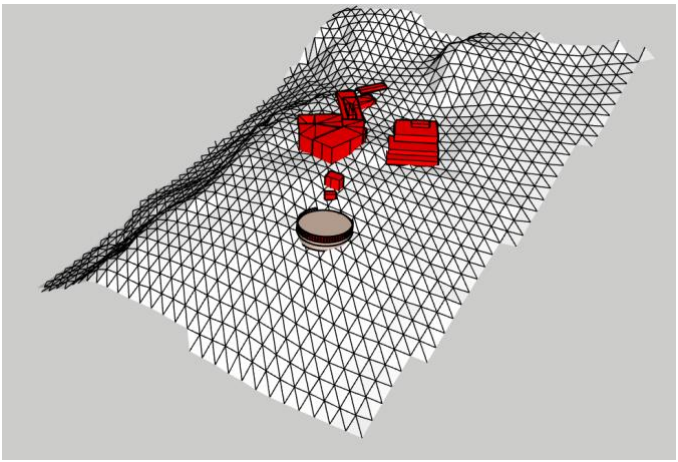


Figure 87 - Ruinettes : Modélisation des bâtiments et du terrain.

Comme illustré par la Figure 87, nous avons ajouté ces informations au modèle 3D des bâtiments. Pour le cas d'étude Verbier, il a fallu gérer le décalage entre le modèle de terrain et le modèle des bâtiments aux alentours, comme illustré au point 4.2.2.2.

Une fois le terrain placé correctement par rapport aux bâtiments, nous avons ajouté le bâtiment à étudier selon les indications fournies par le CREM.

6.3.3 Climat et horizon lointain

Les données obtenues par Meteonorm sont déjà dans un format compatible avec CitySim. Nous les avons employées telles quelles.

6.4 Simulation

6.4.1 Vérification des résultats

Les résultats fournis par CitySim semblent cohérents. En effet, en observant la Figure 88, nous constatons que, pour une année type, le versant *nord* de notre scène est globalement moins ensoleillé que le versant *sud*.

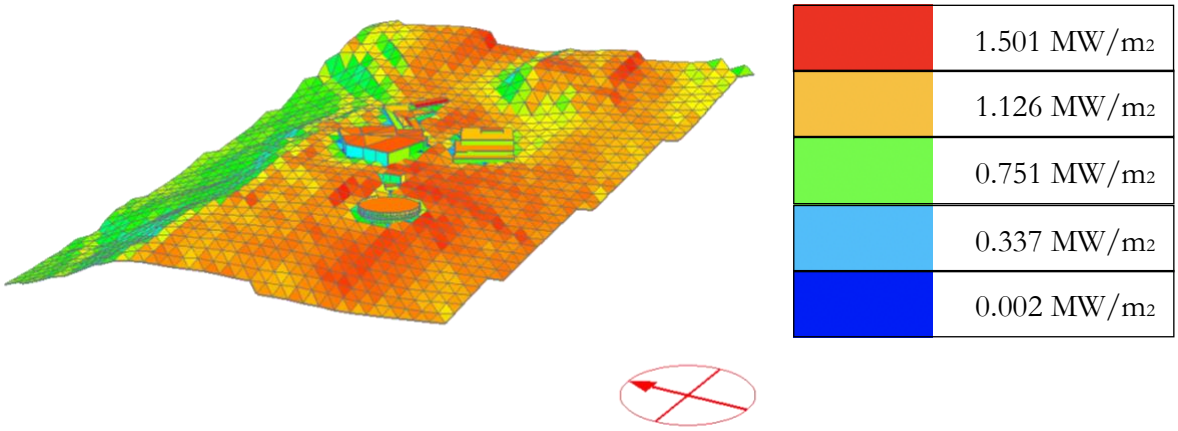


Figure 88 - Ruinettes : Irradiance annuelle par onde courte.

En effet, la Figure 88 nous indique une moyenne d'irradiance horaire sur une année type autour de 1.126 MW/m2 et 1.5 MW/m2 pour le versant orienté vers le *sud*.

En Suisse, le soleil fournit annuellement entre 1.1 MWh/m2 en plaine au nord du pays et 1.5 MWh/m2 en altitude [42]. Étant donné que nous sommes à une altitude élevée, les valeurs obtenues nous semblent cohérentes.

6.5 Résultats

6.5.1 Stockage

Les résultats de nos simulations sont fournis dans deux fichiers au format CSV. Comme illustré par la Figure 89, le premier fichier contient 9 attributs :

1. « surface_id » : l'identifiant de la surface représentant un panneau ;
2. « global_irradiance » : l'éclairement énergétique d'une surface en watt par mètre carré ;
3. « hour » : l'heure de l'année ;
4. « Type » : le type de la surface ;
5. « Area » : la superficie d'une surface en mètre carré ;
6. « Azimuth » : l'azimut de la surface en degré ;
7. « Altitude » : l'altitude de la surface en degré ;
8. « SVF » : le facteur de vue du ciel ;
9. « GVF » : le facteur de vue du sol.

	surface_id	global_irradiance (W/m²)	hour	Type	Area(m²)	Azimuth(°)	Altitude(°)	SVF(-)	GVF(-)
1080	4222	0.00000	6	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
1260	4222	0.00000	7	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
1440	4222	1.33229	8	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
1620	4222	25.01250	9	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
1800	4222	44.48230	10	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
1980	4222	56.24280	11	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
2160	4222	66.05980	12	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
2340	4222	68.27460	13	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
2520	4222	82.06290	14	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
2700	4222	39.60560	15	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
2880	4222	3.90510	16	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
3060	4222	0.00000	17	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668
3240	4222	0.00000	18	Surface	3.75816	289.633	0.0	0.499998	0.239668

Figure 89 - Ruinettes : Extrait des résultats de simulation pour la surface 4222.

Comme illustré par la Figure 90, le second fichier contient la production totale des panneaux solaires, heure par heure, en kWh.

	Solar PV Production (kWh)
6	0
7	0
8	0
9	4
10	8
11	14
12	16
13	15
14	15
15	5
16	1
17	0
18	0

Figure 90 - Ruinettes : Extrait du tableau de la production horaire des panneaux.

6.5.2 Évaluation des résultats

6.5.2.1 Production électrique de panneaux photovoltaïques bifaciaux

La Figure 91 présente les résultats de la production électrique par panneau bifacial. Les faces des panneaux solaires orientées *sud* produisent, sur base d'une moyenne annuelle, davantage que les faces orientées dans les autres directions. Nous avons évalué la production annuelle totale des panneaux solaires à 78.07 MWh.

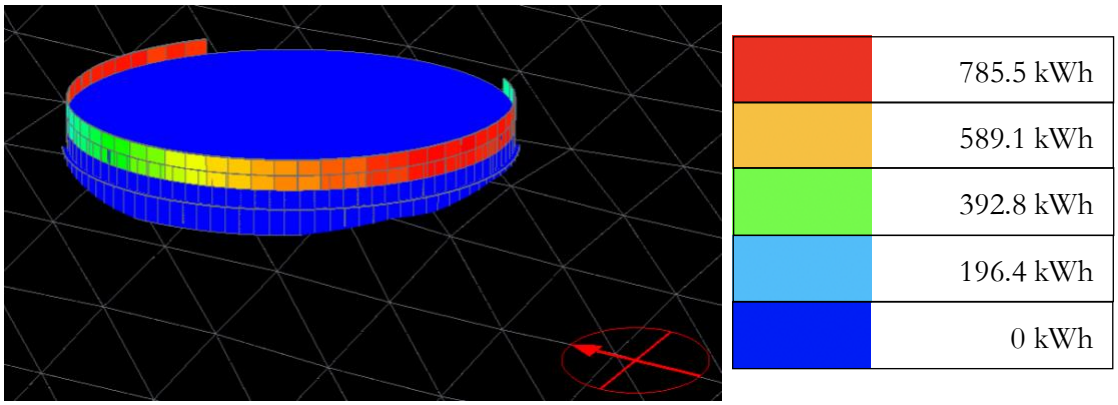


Figure 91 - Ruinettes : Production photovoltaïque annuelle du bâtiment.
(Vue depuis le sud-ouest vers le nord-est)

Nous avons constaté que des panneaux bifaciaux pourraient être particulièrement intéressants. Comme le montre la Figure 92, d'après notre simulation certains panneaux orientés vers le nord peuvent produire jusqu'à 785.5 kWh.

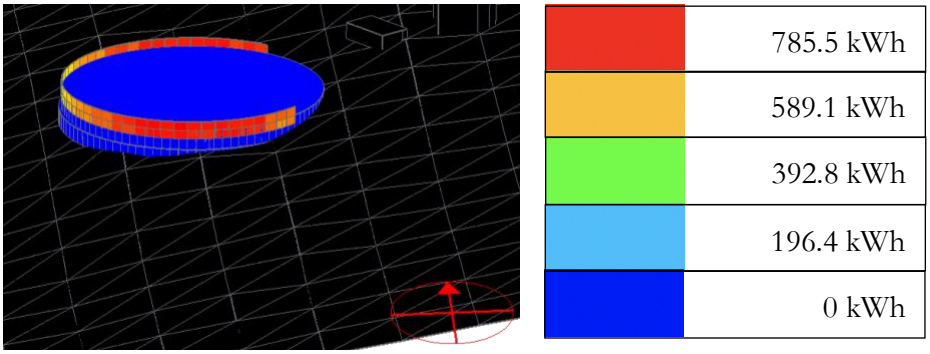


Figure 92 - Ruinettes : Production photovoltaïque annuelle de panneaux bifaciaux. (Vue depuis le sud vers le nord).

6.5.2.2 Mise en perspective de la production solaire photovoltaïque

Les bâtiments construits après 2010 ont un besoin en chaleur [$B_{l,s}$] pour le chauffage et pour l'eau chaude sanitaire d'environ 4.8 litres [34] de mazout par m2 de surface de référence et par an. En supposant que 1 litre de mazout correspond à 10.4 kWh [$k_{w,l}$], nous pouvons estimer les besoins en chaleur [$B_{w,s}$] à 49.92 kWh par m2 et par an.

$$B_{w,s} = k_{w,l}\, B_{l,s}$$

$$B_{w,s} : \ besoin\ en\ chaleur \left(\frac{kWh}{m^2}\right)$$

$$k_{w,l} : coefficient\ de\ conversion \left(\frac{kWh}{l\ de\ mazout}\right)$$

$$B_{l,s} : \ besoin\ en\ chaleur \left(\frac{l\ de\ mazout}{m^2}\right)$$

Équation 12 - Ruinettes : Estimation des besoins annuels par mètre carré de surface de référence.

Le bâtiment étudié possède deux étages [E] pour une empreinte au sol [S] de 1 017.15 m2. En prenant un coefficient [k_{em}] de 0.8 pour tenir compte de l'épaisseur des murs, la surface de référence [A_E] du bâtiment est de 1 627.44 m2.

$$A_E = S\, k_{em}\, E$$

$$A_E : surface\ de\ référence\ (m^2)$$

$$S : empreinte\ au\ sol\ (m^2)$$

$$k_{em} : coefficient\ d'épaisseurdes\ murs\ (-)$$

$$E : nombre\ d'étage\ (-)$$

Équation 13 - Ruinettes : Estimation de la superficie de la surface de référence.

Connaissant la surface de référence du bâtiment ainsi que la consommation moyenne annuelle de celui-ci, nous avons estimé que les besoins annuels en chaleur [B] s'élèvent à 81.37 MWh.

$$B = B_{w,s}\, A_E$$

$$B : besoin\ en\ chaleur\ (kWh)$$

$$B_{w,s} : besoin\ en\ chaleur\ \left(\frac{kWh}{m^2}\right)$$

$$A_E : surface\ de\ référence\ (m^2)$$

Équation 14 - Ruinettes : Estimation des besoins thermiques annuels.

La production annuelle des panneaux solaires [P] étant de 78.07 MWh, ils peuvent donc répondre à 95.6% [τ] des besoins en chaleur en considérant un coefficient de performance conservatif [$k_{p,c}$] égal à 1.

$$\tau = \frac{P\, k_{p,c}}{B}$$

$$\tau : taux\ de\ couverture\ (-)$$

$$P : production\ des\ panneaux\ solaires\ (kWh)$$

$$B : besoin\ en\ chaleur\ (kWh)$$

$$k_{p,c} : coefficient\ de\ perfomance\ conservatif\ (-)$$

Équation 15 - Ruinettes : Estimation du taux de couverture annuel.

7 Perspectives

7.1 Amélioration du modèle et des besoins de stockage

Pour les modèles employés dans ce travail, nous avons conservé les valeurs par défaut imposées par CitySim, notamment pour la composition des parois des bâtiments ainsi que pour la réflectance.

En précisant ces paramètres, CitySim nous permet d'avoir des informations complémentaires sur le profil de consommation des bâtiments avec des grandeurs telles que les besoins des bâtiments en chaleur, la consommation électrique, la consommation en eau, etc.

Connaissant le profil de consommation horaire, nous sommes en mesure d'estimer les besoins en stockage par bâtiment.

Ces informations peuvent se révéler particulièrement précieuses pour des bâtiments en projet comme pour des bâtiments à rénover.

7.2 Calibrage du modèle

Les conclusions chiffrées sont le fruit des simulations. Si l'intégration de l'énergie comme agent énergétique était mise en œuvre pour l'un ou l'autre des cas d'étude traités dans ce travail, il pourrait être intéressant d'effectuer les mesures réelles sur le terrain, pour les comparer aux résultats théoriques obtenus par simulation dans CitySim. Ce serait la meilleure façon de vérifier la pertinence des valeurs calculées dans le cadre de l'étude archétypale.

De plus, une prise de mesures nous permettrait d'avoir une vision dynamique des échanges énergétiques. Celle-ci rendrait possible l'estimation des besoins en stockage d'énergie, pour compléter les premières conclusions de ce travail de fin d'études.

7.3 Automatisation

Une part importante de notre travail a été dédiée au traitement des données pour les nettoyer mais également pour les uniformiser.

Étant donné l'imprécision inhérente à toute prise de mesures, le nettoyage des informations est un passage a priori obligatoire. Cependant, la standardisation des informations pourrait être effectuée en amont : cela permettrait un gain de temps important et une transmission plus efficace des informations.

Dans cette perspective, l'Office Fédéral de la Topographie est en train de mettre au point un identifiant universel pour les entités du modèle swissBUILDINGS3D [37]. Celui-ci serait composé, entre autres, du numéro EGID ainsi que du numéro UUID.

Cette avancée serait un pas très encourageant vers une automatisation complète du traitement des données pour l'obtention d'informations sur les flux d'énergie.

Grâce à la transmission des informations relatives aux bâtiments, CitySim est en mesure d'estimer non seulement l'irradiation solaire de ceux-ci mais également leur demande en chaleur, leur consommation électrique, etc.

Une grande partie de ces informations se trouvent dans le RegBL, où chaque bâtiment est identifié par un numéro EGID.

À l'échelle d'un bâtiment, ces informations sont très intéressantes. L'enjeu est d'autant plus grand que le nombre de bâtiments étudiés augmente. Si toutes ces informations sont facilement disponibles, une planification énergétique pourrait assez facilement être effectuée pour un ensemble de bâtiments, pour un village, voire pour une ville.

Par ailleurs, il est indispensable de garder à l'esprit qu'un nombre conséquent d'informations nécessite des ressources informatiques. L'automatisation du traitement des données est étroitement liée à l'augmentation de la puissance de calcul.

8 Conclusion

La transition énergétique est un passage obligatoire et surtout nécessaire. Le programme de recherche de l'OFEN « Chaleur solaire et stockage de la chaleur » et, plus particulièrement, le projet SolCAD s'inscrivent dans cette dynamique.

Le projet SolCAD ambitionne d'évaluer le potentiel et les limites de l'intégration du solaire thermique dans les réseaux de chauffage en Suisse. Notre contribution a été de chercher à chiffrer l'irradiation solaire.

Sur base des résultats obtenus grâce à CitySim, force est de constater que l'énergie solaire représente un potentiel important. Malheureusement, l'intégration du solaire est fortement limitée par le rendement de conversion entre l'énergie brute captée par les bâtiments et l'énergie utile.

Le développement actuel des technologies des panneaux solaires ainsi que la baisse des prix dans le secteur nous permettent de rester optimistes quant au développement futur de l'intégration solaire comme agent énergétique dans les réseaux de chauffage en Suisse.

Il est toutefois bon de rester prudent dans nos conclusions car notre étude ne tient pas compte du profil de consommation des bâtiments, ni par conséquent de leurs taux de couverture sur une base horaire.

En plus du projet SolCAD, nous avons travaillé sur le projet Ruinettes pour caractériser à nouveau l'irradiation solaire, en vue de l'intégration du solaire thermique dans l'apport énergétique d'un bâtiment en projet. Nous avons également évalué la production électrique des panneaux photovoltaïques.

Ce deuxième projet nous a conforté dans l'idée que l'énergie solaire représente un potentiel considérable dans l'approvisionnement en énergie des bâtiments. De plus, nous avons remarqué que des panneaux bifaciaux peuvent être un atout majeur dans ce projet de construction.

Si les résultats chiffrés démontrent la pertinence du potentiel solaire pour les chauffages à distance en Suisse, l'apport de ce travail est particulièrement essentiel dans ce qu'il m'a permis de découvrir. Je me rends mieux compte, aujourd'hui plus que jamais, des priorités que je souhaite privilégier à l'avenir : mettre la science et la technique au service de l'environnement, prolonger ma formation et orienter mon engagement professionnel dans le développement des énergies renouvelables.

Ce projet motivant contribuera, je l'espère, à protéger à long terme la planète...

9 Annexes

9.1 Valeurs de calcul pour les besoins énergétiques

Description	Symbole	Valeur	Unité
Besoin de chaleur pour le chauffage	Q_h	140	$\frac{MJ}{m^2}$
Besoin de chaleur pour l'eau chaude sanitaire	Q_{ww}	75	$\frac{MJ}{m^2}$
Besoin d'énergie finale pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire	E_F	341	$\frac{MJ}{m^2}$
Besoin d'énergie primaire pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire	E_P	422	$\frac{MJ}{m^2}$
Facteur d'enveloppe	k	1.3	-

Tableau 9 - Récapitulatif des valeurs de calcul pour les besoins thermiques.

9.2 Valeurs de calcul pour les impacts écologiques

	Épaisseur (m)	Masse volumique (kg/m³)	Énergie primaire renouvelable (kWh oil-eq/kg)	Énergie primaire non renouvelable (kWh oil-eq/kg)	Émission de gaz à effet de serre (kg CO_2 eq/kg)
Béton pour bâtiment (sans armature)	0.15	2 300	0.013	0.201	0.099
Polystyrène extrudé (XPS)	0.16	35	0.507	29.100	14.500

Tableau 10 - Récapitulatif des valeurs de calcul de l'impact écologique pour les sols.

	Épaisseur (m)	Masse volumique (kg/m³)	Énergie primaire renouvelable (kWh oil-eq/kg)	Énergie primaire non renouvelable (kWh oil-eq/kg)	Émission de gaz à effet de serre (kg CO_2 eq/kg)
Plaque de plâtre cartonnée	0.01	850	0.079	1.350	0.293
Béton pour bâtiment (sans armature)	0.15	2 300	0.013	0.201	0.099
Polystyrène extrudé (XPS)	0.16	35	0.507	29.100	14.500
Crépi synthétique (enduit de dispersion)	0.02	1 540	0.227	5.250	0.951

Tableau 11 - Récapitulatif des valeurs de calcul de l'impact écologique pour les murs.

	Épaisseur (m)	Masse volumique (kg/m³)	Énergie primaire renouvelable (kWh oil-eq/kg)	Énergie primaire non renouvelable (kWh oil-eq/kg)	Émission de gaz à effet de serre (kg CO_2 eq/kg)
Béton pour bâtiment (sans armature)	0.18	2 300	0.013	0.201	0.099
Bois massif / sapin /mélèze, séché en cellule rabotée	0.5	465	6.66	0.812	0.143
Laine de verre	0.16	100	2.19	7.75	1.13

Tableau 12 - Récapitulatif des valeurs de calcul de l'impact écologique pour les toits.

9.3 Résultats pour des besoins énergétiques

9.3.1 Verbier

	Énergie (GWh)
Eau chaude sanitaire	7.237
Chauffage	13.510
Énergie finale	32.906
Énergie primaire	40.723
Irradiation (avec un rendement de 100%)	117.226
Irradiation (avec un rendement de 20%)	23.445

Tableau 13 - Verbier : Récapitulatif des résultats pour les besoins énergétiques.

9.3.2 Marais-Rouge

	Énergie (GWh)
Eau chaude sanitaire	1.227
Chauffage	2.290
Énergie finale	5.577
Énergie primaire	6.902
Irradiation (avec un rendement de 100%)	16.766
Irradiation (avec un rendement de 20%)	3.353

Tableau 14 - Marais-Rouge : Récapitulatif des résultats pour les besoins énergétiques.

9.3.3 Ruinettes

	Énergie (GWh)
Eau chaude sanitaire	0.078
Chauffage	0.146
Énergie finale	0.355
Énergie primaire	0.440
Irradiation (avec un rendement de 100%)	2.879
Irradiation (avec un rendement de 20%)	0.576

Tableau 15 - Ruinettes : Récapitulatif des résultats pour les besoins énergétiques.

9.4 Résultats des impacts environnementaux

9.4.1 Verbier

	Superficie (m^2)	Énergie primaire renouvelable (10^6 kWh oil-eq)	Énergie primaire non renouvelable (10^6 kWh oil-eq)	Émission de gaz à effet de serre (10^6 kg CO_2-eq)
Sol	91 026.919	0.667	21.146	10.500
Toit	115 837.448	57.904	21.460	3.513
Mur	244 751.669	3.668	99.242	36.012
Total	451 616.036	62.239	141.848	50.026

Tableau 16 - Verbier : Récapitulatif des résultats pour les impacts écologiques.

9.4.2 Marais-Rouge

	Superficie (m^2)	Énergie primaire renouvelable (10^6 kWh oil-eq)	Énergie primaire non renouvelable (10^6 kWh oil-eq)	Émission de gaz à effet de serre (10^6 kg CO_2-eq)
Sol	12 737.470	0.093	2.959	1.469
Toit	18 700.300	9.348	3.464	0.567
Mur	45 107.552	0.676	18.290	6.637
Total	76 545.300	10.117	24.714	8.673

Tableau 17 - Marais-Rouge : Récapitulatif des résultats pour les impacts écologiques.

9.4.3 Ruinettes

	Superficie (m_2)	Énergie primaire renouvelable (10_6 kWh oil-eq)	Énergie primaire non renouvelable (10_6 kWh oil-eq)	Émission de gaz à effet de serre (10_6 kg CO_2-eq)
Sol	1 017.130	0.007	0.236	0.117
Toit	2 962.050	1.481	0.549	0.090
Mur	895.529	0.013	0.363	0.132
Total	4 874.710	1.502	1.148	0.339

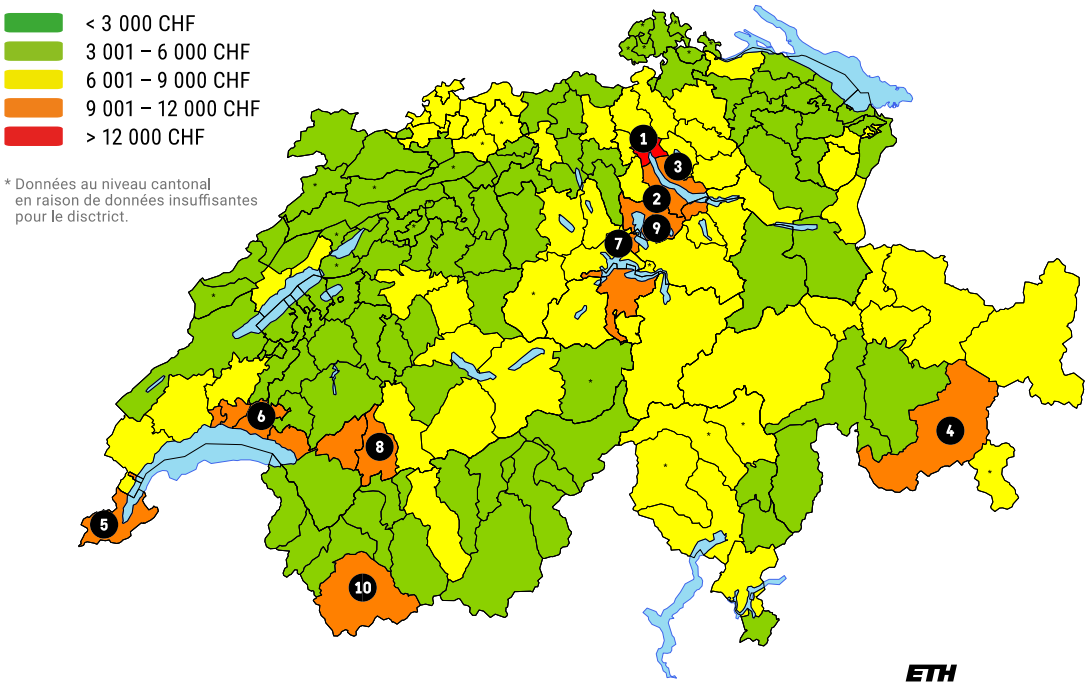
Tableau 18 - Ruinettes : Récapitulatif des résultats pour les impacts écologiques.

9.5 Prix de l'immobilier en Suisse

Rapport immobilier 2018

Situation des prix – appartements

Prix médian au m² au 1er juillet 2018



ETH Eidgenössische Technische Hochschule Zürich Swiss Federal Institute of Technology Zurich

Entrepreneurial Risks

Top 10 des districts avec les appartements les plus chers

Classement	District	Prix médian par m² au 1er juillet 2018, en CHF	Évolution des prix au m² entre le T2/2017 et le T2/2018
1	Zurich (ZH)	13 000	+7 %
2	Horgen (ZH)	11 750	+10 %
3	Meilen (ZH)	11 250	+2 %
4	Maloja (GR)	11 250	-2 %
5	Canton de Genève	11 000	+0%
6	Lavaux-Oron (VD)	10 750	-2 %
7	Küssnacht (SZ)	10 500	+7 %
8	Saanen (BE)	10 500	+6 %*
9	Canton de Zoug	10 250	+0%
10	Entremont (VS)	9 750	+1 %*

Calcul de l'évolution des prix médians des offres immobilières. Seuls les districts offrant des données suffisantes, tant sur le plan de la quantité que de la qualité, ont été intégrés au classement. Dans les cas de données insuffisantes pour un district, sont affichées les données au niveau cantonal.

SOURCE : EPFZ/COMPARIS.CH

comparis.ch

Figure 93 - Extrait du « Rapport immobilier 2018 » de l'EPFZ [24].

9.6 DEMto3D

L'extension DEMto3D de QGIS permet d'exporter un fichier GEOTIFF au format DXF. Pour cela, des paramètres d'exportation doivent être sélectionnés dans une fenêtre de dialogue, comme illustré par la Figure 94.

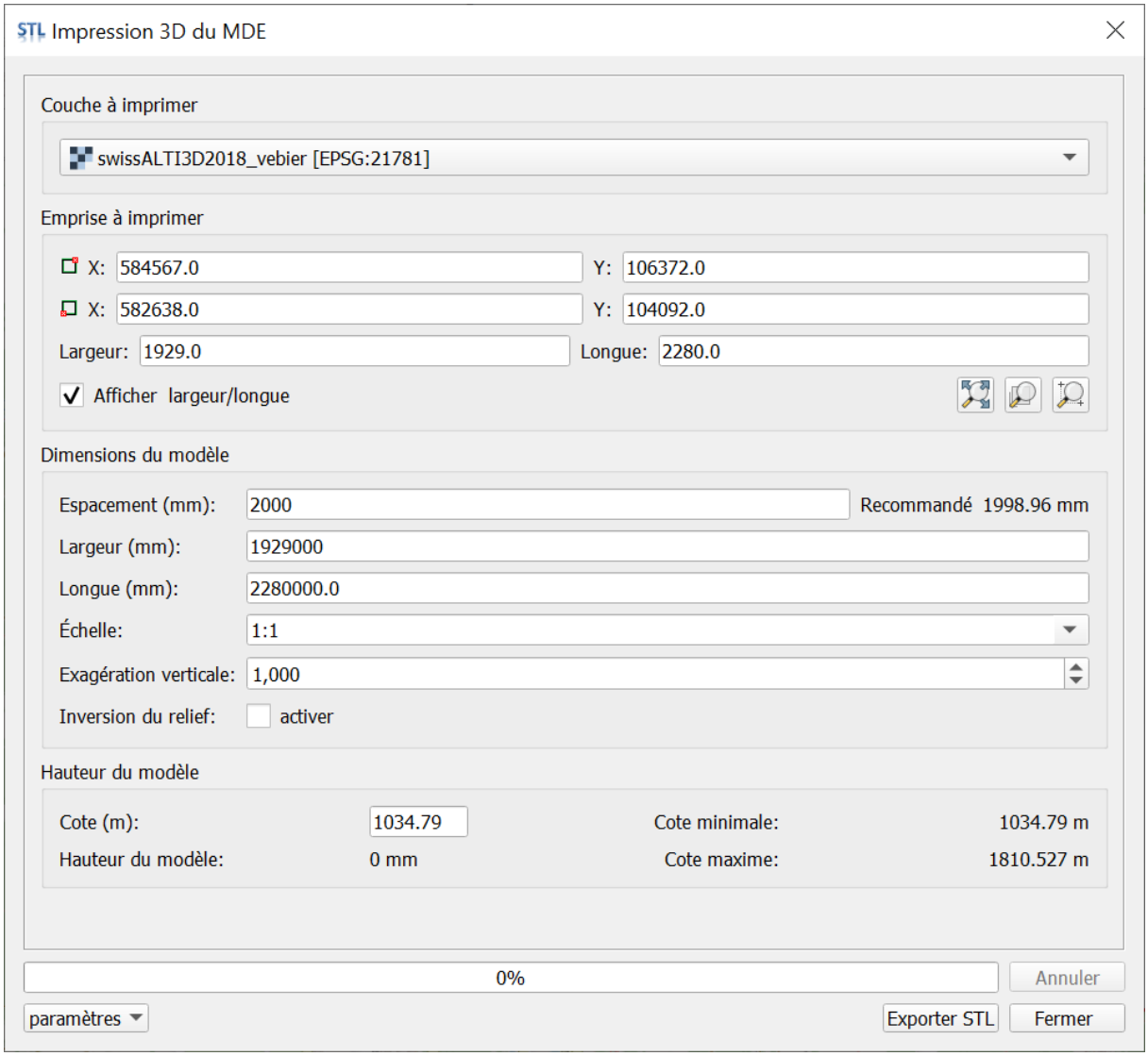


Figure 94 - DEMto3D : Fenêtre de dialogue pour le cas d'étude Verbier du projet SolCAD.

10 Bibliographie

[1] Office Fédéral de l'Énergie, « Qu'est-ce que la Stratégie énergétique 2050? » [En ligne]. Disponible sur: https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politique/strategie-energetique-2050/qu-est-ce-que-la-strategie-energetique-2050.html. [Consulté le: 04-avr-2020].

[2] Office Fédéral de l'Énergie, « La stratégie énergétique 2050 après l'entrée en vigueur de la nouvelle loi sur l'énergie », 2018, p. 25.

[3] Office Fédéral de l'Énergie, « Appel à propositions pour le programme de recherche « Chaleur solaire et stockage de la chaleur » », p. 1-7, 2020.

[4] Conférences des directeurs cantonaux de l'énergie, « MoPEC ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.endk.ch/fr/politique-energetique/mopec. [Consulté le: 20-mai-2020].

[5] Minergie, « En bref - MINERGIE Schweiz ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.minergie.ch/fr/a-propos-de-minergie/en-bref/. [Consulté le: 20-mai-2020].

[6] I. Mojic et M. Haller, « FERNWÄRME – POWERED BY SUN », 2020.

[7] kaemco, « kaemco ». [En ligne]. Disponible sur: http://www.kaemco.ch. [Consulté le: 06-avr-2020].

[8] G. Mutani, S. Coccolo, J. Kämpf, et M. Bilardo, « CitySim Guide : Urban Energy Modelling ». p. 1-114, 2018.

[9] Office Fédéral de la Topographie, « swissALTI3D ». [En ligne]. Disponible sur: https://shop.swisstopo.admin.ch/fr/products/height_models/alti3D. [Consulté le: 09-avr-2020].

[10] Office Fédéral de la Topographie, « swissBUILDINGS3D 2.0 ». [En ligne]. Disponible sur: https://shop.swisstopo.admin.ch/fr/products/landscape/build3D2. [Consulté le: 09-avr-2020].

[11] « Pictogramme ». [En ligne]. Disponible sur: https://fr.vecteezy.com/art-vectoriel/564134-simple-icone-de-fichier-de-document-signe-papier-doc. [Consulté le: 27-mai-2020].

[12] École Polytechnique Fédérale de Lausanne, « CitySim Software ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.epfl.ch/labs/leso/transfer/software/citysim/. [Consulté le: 06-avr-2020].

[13] W. Emmanuel et K. Jérôme, « A verification of CitySim results using the BESTEST and monitored consumption values », *Build. Simul. Appl.*, p. 215-222, 2015.

[14] SketchUp, « SketchUp ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.sketchup.com/fr. [Consulté le: 27-mai-2020].

[15] J. Remund, S. Müller, C. Studer, et R. Cattin, « Handbook part II: Theory Global Meteorological Database Version 7 Software and Data for Engineers », no June, 2019.

[16] M. Jobin, « Cours de photovoltaïque - Master HES-SO ». Lausanne.

[17] S. Coccolo, « Bioclimatic design of sustainable campuses using advanced optimisation methods », 2017.

[18] « Sonne Strahlungsintensitaet ». [En ligne]. Disponible sur: https://lb.m.wikipedia.org/wiki/Fichier:Sonne_Strahlungsintensitaet.svg. [Consulté le: 07-juin-2020].

[19] « Wikimedia Commons ». [En ligne]. Disponible sur: https://commons.wikimedia.org/wiki/Main_Page. [Consulté le: 07-juin-2020].

[20] R. Tadili et M. N. Bargach, « Une méthode d'estimation du rayonnement solaire global reçu par une surface inclinée : Application aux sites marocains ».

[21] Office Fédéral de la Topographie, « Mensuration nationale MN95 ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.swisstopo.admin.ch/fr/connaissances-faits/mensuration-geodesie/cadres-de-reference/local/mn95.html. [Consulté le: 24-mai-2020].

[22] R. Sur et Z. Aride, « Carte de la Suisse - Plan des 146 lieux à voir », *Changes*. [En ligne]. Disponible sur: https://www.cityzeum.com/carte-touristique/suisse. [Consulté le: 06-avr-2020].

[23] Office du Tourisme de Verbier, « Pure energy lives here. » [En ligne]. Disponible sur: http://www.verbier.ch/?reset=1. [Consulté le: 05-avr-2020].

[24] École polytechnique fédérale de Zurich, « Rapport immobilier 2018 », Zurich, 2018.

[25] Y. Botteron, « Les Ponts-de-Martel — Wikipédia ». [En ligne]. Disponible sur: https://fr.wikipedia.org/wiki/Les_Ponts-de-Martel. [Consulté le: 06-avr-2020].

[26] « Welcome to Python ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.python.org/. [Consulté le: 30-mai-2020].

[27] « À propos de QGIS ». [En ligne]. Disponible sur: https://qgis.org/fr/site/about/index.html. [Consulté le: 24-mai-2020].

[28] Meteonorm, « Meteonorm ». [En ligne]. Disponible sur: https://meteonorm.com/en/. [Consulté le: 30-mai-2020].

[29] ETH Zurich, « GeoVITe - User-friendly Geodata Service ». [En ligne]. Disponible sur: https://geovite.ethz.ch/. [Consulté le: 08-avr-2020].

[30] Office Fédéral de la Topographie, « Craenen: Bundesamt - Swisstopo ». [En ligne]. Disponible sur: http://www.craenen.com/index.php?pid=139&cc=fr. [Consulté le: 04-avr-2020].

[31] Office Fédéral de la Statistique, « Les nouveautés du catalogue des caractères du RegBL fédéral », 2017.

[32] F. J. Venceslá Simon, « DEMto3D, impresión 3D de modelos del terreno ». [En ligne]. Disponible sur: https://demto3d.com/en/. [Consulté le: 29-mai-2020].

[33] Société suisse des Ingénieurs et des Architectes, *L'énergie thermique dans le bâtiment - SIA 380/1*, 2007e éd. 2007.

[34] « Énergie environnement. » [En ligne]. Disponible sur: https://www.energie-environnement.ch. [Consulté le: 30-mai-2020].

[35] Communauté d'intérêt des maîtres d'ouvrage proffessionnels privés, « Données des écobilans dans la construction - 2009/1:2016 », 2016.

[36] D. Perez, « A framework to model and simulate the disaggregated energy flows supplying buildings in urban areas », École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2014.

[37] Office Fédéral de la Topographie, « Structure de l'identifiant univoque des données de la mensuration officielle », 2011.

[38] A. Ammoura, « Géométrie anallagmatique et triangulation de Delaunay », 1998.

[39] « Triangulation de Delaunay - Wikiwand ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.wikiwand.com/fr/Triangulation_de_Delaunay. [Consulté le: 30-mai-2020].

[40] « CREM - Centre de Recherches Énergétiques et Municipales ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.crem.ch/fr/. [Consulté le: 06-juin-2020].

[41] « 60-Cell Bifacial Mono PERC Double Glass Module - Bifacial Mono PERC Double Glass Module - JA SOLAR ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.jasolar.com/html/en/2018/en_bmpd/16.html. [Consulté le: 30-mai-2020].

[42] « Panneaux solaires photovoltaïques – energie-environnement.ch ». [En ligne]. Disponible sur: https://www.energie-environnement.ch/maison/renovation-et-chauffage/installations/panneaux-solaires-photovoltaiques. [Consulté le: 06-juin-2020].

DISTRICT ENERGY NETWORK SIMULATION FOR THE EVALUATION OF SOLAR THERMAL POTENTIAL

Master Thesis
handed in on August 7th 2020
Physics Section



École Polytechnique Fédérale de Lausanne

to obtain a Master in Applied Physics
by

Pierre Cognet

Under the supervision of :

Jérôme Kämpf, Founder and Managing Partner at kaemco
Prof Paolo Ricci, Swiss Plasma Center Theory group, EPFL

Martigny, 2020

Acknowledgements

I thank Jérôme Kämpf, my "boss" at kaemco during this thesis in the industry. He has always taken the time to explain things and to guide me. I thank Paolo Ricci, my EPFL thesis supervisor, for help on technical subjects and for the support. I thank Thierry Ursenbacher, Giona Galizia and Loïc Puthod with whom we had fun modelling all kinds of hydraulic systems. I thank RWB Groupe SA, Altis and Satom SA, the companies that have provided data on district networks, which are crucial to help validate the models. I thank the CREM and all its members, for being excellent workplace neighbours and for their cooperation. And last but not least, I thank all of my family and friends who are always there to support me.

Martigny, August 7th 2020 P. C.

Abstract

More than ever, it is desired to decrease our dependence and use of non-renewable, greenhouse gas emitting, imported energy sources. Most of the heating in Switzerland is currently based on fossil gas and fuel oil. A solution explored to become more independent from these sources is the development of low-fossil-carbon district energy networks, powered by biomass and solar thermal energy. However, no tool has been found that can simulate in detail the consumer heat demand in district networks with complex topologies that have solar injection. This was identified in the present thesis as a crucial need to build a well-sized network.

This thesis aims to implement such a simulation tool, free and open source. It is based on the CitySim software, which can already make detailed urban physics simulations. This thesis describes the implementations and models that have been added to the software to simulate heating or cooling district networks. Efforts are made to make it possible to simulate complicated networks, such as looped topologies. There is the possibility to add multiple thermal stations to produce heat or cold. Also the integration of solar power injection in centralised or decentralised ways is explained and implemented.

The simulation tool has been tested against real data from district networks in Switzerland. The results of the simulations are satisfying, and underline the importance of having good complete data of buildings and networks to simulate. The potential of the CitySim tool to simulate solar district networks is then shown through different tests.

Key words: energy, district energy network, district heating network, district cooling network, renewable energy, low-carbon energy, biomass, solar, solar thermal, solar thermal potential, looped topology, hydraulics, thermal, simulation, CitySim

Contents

Acknowledgements i

Abstract iii

1 Introduction 1
- 1.1 General context . . . 1
- 1.2 State of the art . . . 6
- 1.3 Problematic . . . 7
- 1.4 Thesis content . . . 7

2 Original status of CitySim 9
- 2.1 Building thermal simulation . . . 9
- 2.2 District heating simulation . . . 10
  - 2.2.1 Substation . . . 11
  - 2.2.2 Network . . . 14
  - 2.2.3 Central thermal station . . . 16

3 Methodology 19
- 3.1 Branched code . . . 19
  - 3.1.1 Informing effectively provided power . . . 19
  - 3.1.2 Substations . . . 19
  - 3.1.3 Thermal station . . . 20
  - 3.1.4 Network . . . 20
- 3.2 Looped code . . . 23
  - 3.2.1 Looped topology . . . 23
  - 3.2.2 Pressure . . . 24
  - 3.2.3 Graph . . . 25
  - 3.2.4 Loops . . . 26
  - 3.2.5 Kirchhoff's nodal rule . . . 28
  - 3.2.6 Kirchhoff's loop rule . . . 29
  - 3.2.7 Pipes . . . 30
  - 3.2.8 Valves . . . 33
  - 3.2.9 Pumps . . . 34
  - 3.2.10 Hydraulic convergence . . . 35

3.2.11 Thermal convergence . . . 41
3.2.12 Overall convergence of valve positions and pump rotations . . . 42
3.2.13 Robbins-Monroe annealing . . . 43
3.2.14 PID controller . . . 45
3.2.15 PID Continuous Action Reinforcement Learning Automata [22] . . . 46
3.2.16 Combination of Ideal and PID . . . 49
3.3 Solar thermal feed-in . . . 50
3.3.1 Solar thermal collectors . . . 50
3.3.2 Integration in district heating networks . . . 51
3.3.3 Prosumer substation . . . 55
3.3.4 Thermal stations with seasonal storage . . . 60
3.3.5 Overall Control . . . 63
3.4 Miscellaneous contributions . . . 63

4 Results and discussions **65**
4.1 Branched network Broc case study . . . 66
4.1.1 Network geographic data . . . 66
4.1.2 Exterior temperature . . . 70
4.1.3 Substation consumption . . . 71
4.1.4 Thermal station measurements . . . 74
4.2 Looped network . . . 81
4.2.1 Control strategy . . . 81
4.3 Solar thermal . . . 81
4.3.1 Control strategy . . . 81
4.3.2 Decentralisation . . . 82
4.3.3 Setpoint supply temperature . . . 87
4.3.4 Seasonal storage . . . 88

5 Conclusion **91**

Bibliography **98**

1 Introduction

1.1 General context

Our modern society is deeply dependent on energy. Energy is consumed in many different forms to improve our quality of life. It is used to heat us in winter, to make us move in many different types of vehicles, in the industry to manufacture goods that we use, to preserve our health, and so on. Figure 1.1 shows a detailed overall view of the energy extraction and use in Switzerland.

For most of humanities history, the energy supply was limited and sparsely used. It consisted of the plants we ate to get calories, the wood we burned, the sun that shined to dry or heat, the wind that blows in the sails of our boats and mills, etc. During the industrial revolution of the 19th century, machines were discovered that can consume fossil fuels and extract their huge energy content, and convert it to useful mechanical energy. Ever since, the fossil energy consumption in the work has not stopped increasing.

However, it is desirable to move away from this dependence. Firstly because fossil fuels will eventually run out. When they do, it will be more desirable to be prepared and not to suffer this reduction in the fossil energy consumption. A fast uncontrolled reduction in energy consumption will likely lead to a reduction in comfort of life, which may pose political stability problems.

Secondly, it is desirable to move away from this dependence as the combustion of fossil fuels emits large quantities of greenhouse gases, among which carbon dioxide. The carbon in fossil fuels was stuck in the Earth's crust for a long time. In only a couple of decades, mankind is releasing large amounts into the atmosphere in the form of carbon dioxide. This pollution is causing climate change, which will be the cause of many problems. Populations in the equatorial countries will need to migrate to avoid lethal heat waves [35]. These large migrations will likely cause political and social instability possibly leading to war. Also the overall global agricultural yields will decrease. Since the current demographic models predict an increase in the world population, there will likely be challenges posed to feed everyone.

Figure 1.2 describes the greenhouse gas emissions of Switzerland. First one can observe the increase in emissions over the last century. Almost all these sectors emit, mainly transport, industry, households and agriculture. It means that reduction efforts will spare none of these sectors. As can be seen in Figure 1.1, a large part of the industry energy supply in fossil gas, which is mainly used for industrial process heating [2]. In households, 64% of the energy

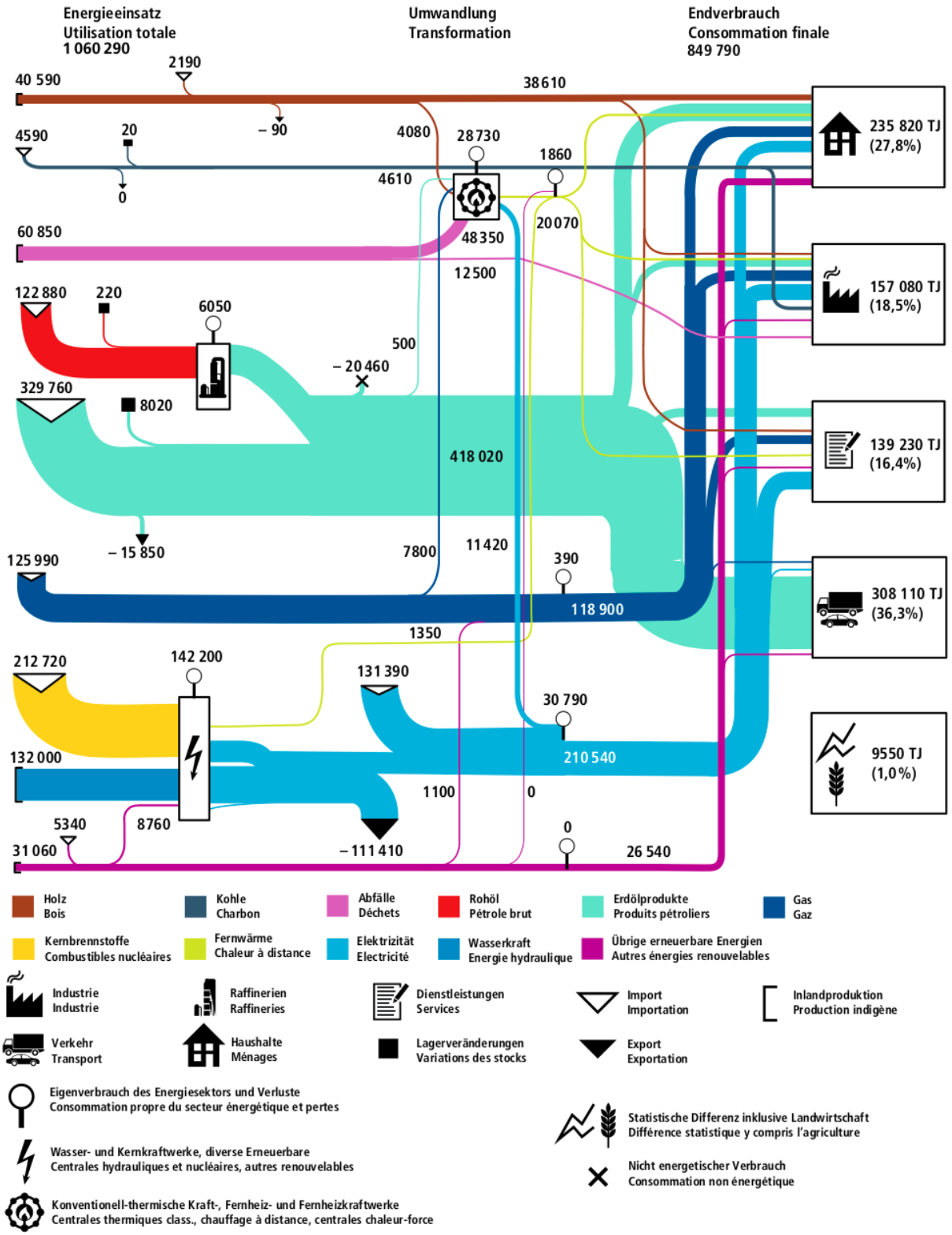


Figure 1.1 – Detailed energetic flux diagram in Switzerland 2017 (in TJ) [48].

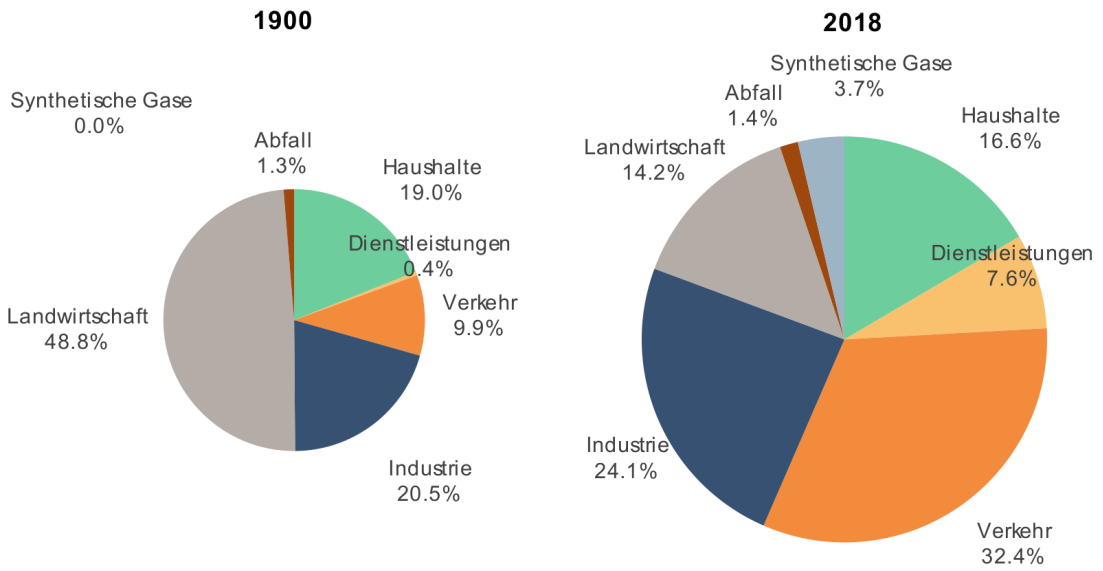


Figure 1.2 – Greenhouse gas emissions of agriculture (Landwirschaft), industry (Industrie), transport (Verkehr), services (Dienstleistungen), households (Haushalte) and synthetic gases (Synthetische Gase) in Switzerland [54].

consumed is for space heating and 15% for domestic hot water [15], of which 56% comes from fossil gas and fuel oil.

It can be noted that thermal energy has a lower exergy compared to electricity. This can be understood as thermal energy being of lower quality than mechanical energy. For example, with electricity, one can heat an object with the Joule effect, theoretically with no loss of energy. But with that hot object, one cannot get back the same amount of electricity. One must combine that hot object with a cold source, through a Carnot cycle, and the theoretical yield is limited by the Carnot efficiency, as some heat has to be lost, given to the environment. It is therefore sometimes interesting to directly use heat instead of converting it into electricity, then converting it back to heat. One kWh of electricity can be used to harness more than one kWh of heat, by taking it from the environment, if a heat pump is used.

Therefore, there is a challenge in reducing the emissions linked to heat production. A solution would be of course to consume less. For example heating less the houses, at lower temperature during the winter, or not the whole house. Some office building have timers to stop heating during the night and weekends. But there is still a need for domestic hot water for showers and baths, to wash dishes and clothes. In the chemical industries such as pharmaceutical industry, heat is also necessary to get certain reactions. There are many efforts to be done in reducing consumptions, but it will be difficult to get completely rid of it.

There is a need to decarbonise the heat production. In the current technologies, it means replacing fossil gas and fuel oil to sources which emit less fossil carbon dioxide such as heat pumps running on decarbonised electricity, solar thermal, geothermal, renewable wood extraction, etc. There is also a need in improving efficiencies of the heat production systems.

This can be done by centralising the heat production unit, to heat a fluid, then sent that hot fluid via insulated pipes to the heat consumers. This is called a district heating network, where the thermal stations produce heat and distribute it to the substations of each consumer. Similarly to electricity networks, they are used to share to transport heat between producers and consumers. This can for example be used at an industrial site that must evacuate heat from its process, to make it available for another consumer, which can be source to heat recycling and improved efficiencies.
Wood as a means of heat production has the advantage that it doesn't put fossil carbon into the atmosphere. Biomass in general, when growing, absorbs almost all its carbon from the CO_2 in the atmosphere during the photosynthesis reaction. Forests are therefore carbon stocks. When the biomass is burned, the CO_2 from the combustion is is restored to the atmosphere. If the biomass wood doesn't come from deforestation, the combustion doesn't add new CO_2 to the atmosphere. Since chainsaws to cut down tree, trucks to transport logs and sawmills to cut are powered by fossil, biomass with no carbon-stock depletion still has a non-zero carbon footprint and emits overall around 17.6 gCO_2eq/kWh [24], which can vary depending on the cases of course. In the future these operations could become less fossil dependant of course. Wood is also a local source of heating. So it creates less dependence on external countries, which may not always supply Switzerland in the future if they need the energy sources for themselves. It also creates local jobs, and has to be transported smaller distances. Wood has the disadvantage of creating local air pollution which causes health problems to local populations. Wood combustion emits notably NO_2 and CO. Carbon monoxide is toxic to humans, it attaches to hemoglobine restricting oxygenation. Nitrogen dioxide causes lung irritation, acid rain, formation of aerosols and smog. Its extraction is also requires dedicated forest surfaces, which means it is taking surfaces away from other activities such as agriculture, housing, etc. It is estimated that more than half of the renewable biomass resources in Switzerland are already exploited [8].
Solar thermal includes a range of technologies which directly use the sunlight to get heat, unlike the more famous photovoltaic panels which produce electricity. It is by nature a renewable local source of energy, but is intermittent. It is currently a very little exploited resource, there is a potential to use building rooftops to install solar thermal collectors. This is changing, it is now mandatory in Switzerland that new buildings produce at least 10% of the heat through renewable sources. Solar thermal is an easy way to reach that objective by heating domestic hot water in summer. Characteristics of this technology are described in further detail in section 3.3.1.
For these reasons, these are interesting technologies that are being pushed by the Swiss Federal Office of Energy (SFOE) in plans for the future. The current projections are that in the following years, the number of low-carbon district heating networks, especially those using biomass and solar should continue to increase. In this goal, the SFOE has launched a call [13]. We have prepared a proposal to answer the call named SolCAD. SolCAD stands for "Solar CAD", where the second term is the French abbreviation for "Chauffage à distance", meaning "district heating network". This thesis takes part in the project. The goals of SolCAD are to :

- Extend the evaluation of the potential of solar thermal energy coupled with heat storage

in district heating networks in Switzerland, while taking into account the technological and socio-economical constraints.

- Validate and optimize the energetic and economic performances of solar district heating networks in Switzerland, including different combinations of technologies, such as solar thermal with other renewable energy sources, co-generation and storage.
- Analyse the success factors and limiting factors for the integration of solar thermal in district heating networks (DHN) using a DHN archetype approach.

Among the participants of this research project are :

- CREM : a non-profit association founded in 1986 by the City of Martigny and the EPFL. The CREM is a centre for R&D, services and information, active in the field of urban energy, particularly with regard to its sober use as well as its production, distribution and storage.
- HEIG-VD : the School of management and engineering of canton Vaud.
- kaemco : a spin-off company of the Solar Energy and Building Physics Laboratory (LESO-PB) of EPFL. Founded in 2013 by Dr Jérôme Kämpf, senior researcher at the Idiap Research Institute. kaemco aims at adding the dimensions of energy and comfort to 3D geometrical data. It provides consulting in energy and urban physics. It is the company employing me during this thesis.
- Planair, a consulting engineering firm for sustainable development.

The role of this thesis in the project is to validate and optimize the potential of archetypes by modelling case studies based on concrete cases.
Biomass district heating networks face challenges. In summer, the heat consumption is much less than in winter, there is no more space heating needed, but only domestic hot water. This means that the yield of the over-sized boiler decreases. This usually leads to the boiler being turned on and off repeatedly, leading to inefficiencies and damages to the network components which are subject to thermal shocks. A solution that needs to be studied is integrating solar thermal energy, which produces more during the summer. However, this solar of energy isn't a dispatchable means of production, meaning that its operation and integration is more difficult.
Building such a district heating network poses challenges, especially in estimating the correct size of the components. A difficulty is to have good models of everything at once : predict the heat needs of the consumer buildings, the thermal solar panels, the thermal energy storage, the heating network pipes with their losses. This leads to over-sizing of many components of the network, which leads to energy inefficiencies, along with high operation fees for the network providers. This makes prices higher than they could be, sometimes making it more expensive than if consumers simply used a fossil boiler. This is not desired for the economical development of these low fossil carbon technologies.

1.2 State of the art

The current scientific literature has been searched, to look for answers to the challenges presented in section 1.1, on the sizing of renewable district heating networks.

There are some studies and papers on this subject. Some have very complete simulations of district heating networks of complex topologies. Others have very good models for the building heat demand. Others model well the solar thermal collectors and its storage. However it is difficult to find studies that model all these aspects well. It is also difficult to find a tool that are free and open source.

Wang [56] has a simplified model, which only works for branched networks. The study performed is on a toy district heating network, made for the occasion. The goal is to analyse the effects of decentralized solar of the network performances. The heating demand for buildings is based on a simplified model from [32] that doesn't take into account detailed geometry of the building. Only two types of demand profiles are available : residential and office. It does not seem that this simulation model is freely and openly available. The substation's demand is imposed as true. And is not described how the network behaves when the boilers, pumps or substations are under-sized. The model is used to compute thermal losses and pumping power, and concludes that adding distributed solar thermal injection, slightly decreases thermal losses but can quite significantly increase the pumping power required.

Tian [50] implements a detailed model for large fields of solar thermal collectors. He validates the model using measured data from a real plant. The study doesn't concentrate of the actual district pipeline network, which is considered as a simple heat load.

Renaldi [40] simulates a district network on TRNSYS. Weather and solar irradiance are taken from real meteorological measurements. The thermal station is modelled with more detail, but the rest of the district network is simplified to a simple heat load. It only works for centralised solar production, not decentralised. There is a quite complete and customisable borehole heat storage, to study thermo-economical aspects of the network. Synthetic heat demand profile models are used [18], which gives only a yearly value of consumption. Then to get hourly values, it is set to be proportional to the temperature difference between the outdoor air and desired indoor temperature. The focus is on economical feasibility.

Abokersh [1] uses a TRNSYS model from [52]. Similarly, only the thermal station is detailed, and the rest of the district network is just a heat load. It simulates only central solar heating plants coupled with seasonal storage (CSHPSS). Results of simulations with different scenarios are used to train machine learning algorithm. The goal is to optimize the sizing and other thermo-economical parameters.

Oppelt [36] is an example of a very complete simulation of district energy system (particularly for district cooling). It can make many complex topologies. However the cold demand is not modelled in detail. No implementation of decentralized injections of cold or hot are considered, there is only one central producer.

It has also been found that operating decentralized solar injections is still ongoing research, because it is hydraulically a quite complex and unstable system to converge [30].

1.3 Problematic

When building a new district heating network, it is important to get the correct sizing to improve performances. Indeed, boilers, substations, pipes, solar collectors have a range of operation under which the efficiency is higher. This is especially true for solar collectors and its storage.

There is therefore a need for a software tool that can estimate the energy consumption of buildings, simulate a district heating network of complex topologies and the solar thermal panels. The solar power injections play an important role, and the power produced during summer can be used in winter using seasonal storage. This means simulations over long periods of time, for a whole year, are important to integrate properly the seasonal storage. For the solar, it is also important to have sufficiently small time steps, of the order of one hour, to capture the dynamics. This will help new projects to take place, with as precise information as possible on the energy that will be consumed, the amount of losses, the solar power produced and when that power is produced. This helps to make the desired thermo-economical optimisations, crucial for the network constructors.

This is the tool that this thesis aims to develop, to meet the described demand. To do so, the CitySim software has been identified as a basis to work on. It is already quite complete with respect to building thermal simulations, and on solar thermal panel modelling. It also already has a simplified district heating network model. This thesis aims to build on this software, to implement a global tool that can simulate efficiently district heating networks with complex topologies, powered by low-fossil-carbon energy sources.

The software will be free and open source, in a hope to promote this kind of technology.

1.4 Thesis content

Chapter 2 presents the general features of the CitySim code as it was originally, before the work from this Thesis has added modifications. This includes thermal models of buildings, solar thermal panel models and a code with simplified hydraulics to simulate district heating networks by a former PhD candidate Dapeng Li. However, his work was never published as the data was missing for the validation of the dynamics of the model.

Chapter 3 presents all the contributions of this Thesis. It describes the new models and algorithms implemented. It starts with the incorporation and improvements of a district heating simulator to CitySim. This first simulation only works for networks with a "branched" topology and one central thermal station. Then a new formalism is introduced to simulate "looped" topologies with multiple possible thermal stations. Finally is introduced the model to inject solar thermal power into the network.

Chapter 4 presents results and discussions of simulations using the tools developed. To validate the model and verify the code, simulations are compared to real data. A comparison with the "branched" Broc network is made. However due to time restrictions the comparison with a looped network has not been finished for this written thesis, but will be presented in the oral examination. The solar thermal injection has no data to be compared to, but have been tested a toy network. Remarks are made on the control strategies and integration of solar to district networks.

Chapter 5 summarizes the thesis, its conclusions and proposes further works to explore.

2 Original status of CitySim

The CitySim software is a numerical tool to simulate urban physics. It aims to help urban energy planners and stakeholders make decisions to minimise greenhouse gas emissions and consumption of non renewable energy sources. The software was originally developed by the EPFL Home Solar Energy and Building Physics Laboratory LESO-PB [14]. A graphical user interface is distributed for free by kaemco [25].
The program takes as input a file that contains information on a whole district or city. It accepts 3D shapes of the buildings, information on the different zones inside ; the insulation materials of walls and roofs ; the types of occupants and their, possibly stochastic, activity types such as electric and water consumption ; ground properties ; trees ; and more. The 3D shapes can be imported from multiple sources, and can be transformed into the dedicated XML format.
The program can then simulate the district. It computes thermal exchanges, heating systems of buildings, solar irradiance, shadows, window reflections, etc, to get properties such as heat demand, temperatures and solar power production, at each time step. The default time step is one hour, and simulations can last a whole year.
The results can be exported in standard text files (tab separated values), to be analysed.
The C++ code behind this software can be approximate to over 40'000 lines of instructions dispatched over 40 files.

2.1 Building thermal simulation

Each building's thermal properties can be simulated by CitySim. The software takes into account wide range of affects. Based on the climate files, it can model the solar irradiance heating the building, the interaction and consumptions, window opening of the occupants, the thermal losses through the building envelop to the environment, and more. Each building can have parametered to specify the desired minimum and maximum temperature accepted by the occupants. The evolution of the system is evaluated as well as the demand for space heating and space cooling. This demand is then communicated to the building's energy system. A range of standard energy systems are available such as boilers, heat pumps, etc.
The energy system has the possibility to include thermal storage tanks. In real life, such tanks are used as buffers. They make it possible to store energy when the demand is low, to restore that power in addition to the heat producer when the demand is very high. They are also

useful to avoid turning the energy system on and off repeatedly at low power. They are usually tanks of water that can be heated or cooled. In CitySim, a building can have a tank for the space heating (hot storage HS), one for domestic hot water (DHW) and one for space cooling (cold storage CS).

The volume and operating temperatures of these tanks can be specified. For example, the HS tank can have lower limit of 25°C and an upper limit of 35°C. When the thermal energy is required to heat the building, it takes the energy from that tank. As the tank is used, its temperature decreases, for example by going through the radiators of the building. When its temperature goes below the lower limit, of 25°C in the present case, the algorithm asks the heating unit the power to heat it back up the upper limit, of 35°C in our case.

Solar thermal panels can be linked to the building. To simulate their behaviour, the solar irradiance reaching it is computed. The efficiency of the collector then depends on the outside air temperature T_a [°C] and the mean temperature of the fluid being heated in the collector T_{fl} [°C]. Indeed the temperature difference between the fluid in the collector and the outside air is too big, heat is exchanged and lost to the environment, as the insulation of the collector is imperfect. Usually if the heat transfer fluid enters the collector at T_{in} [°C] is heated, and exits at T_{out} [°C], then the average fluid temperature is taken as $T_{fl} = \frac{1}{2}(T_{in} + T_{out})$. The efficiency η [-] is therefore

$$\eta(T_{fl}, T_a, G) = \eta_0 - a_1 \frac{T_{fl} - T_a}{G} - a_2 \frac{(T_{fl} - T_a)^2}{G} \tag{2.1}$$

with G the irradiance on the surface [W/m^2]. The parameters η_0 [-], $a_1 > 0$ [W/(K·m^2)] and $a_2 > 0$ [W/(K·m)^2] are usually given by the panel constructor [26], and have to be given in the input file. The parameters a_1 and a_2 are positive as the solar collector's efficiency decreases as $T_{fl} - T_a$ increases. The total solar power available $\dot{Q}_{sol}$ [W] is

$$\dot{Q}_{sol} = \eta A G \tag{2.2}$$

where A [m^2] is the surface area of the collector.

Once the solar thermal power is computed, it is distributed among the storage tanks. For each tank, power that is still needed is asked to the heating and cooling units. After the heating and cooling units compute how much power they can effectively provide. With this the final temperature is computed inside the building's zones. If the units could not provide enough power, the temperature in the building goes below the temperature required by the user. At each time step the consumptions and temperatures of tanks are recorded. At the end of the simulation, these values can be exported to an output file.

2.2 District heating simulation

CitySim originally had a simplified model for district heating and cooling simulation. This work was performed by the former PhD candidate Dapeng Li. Because no data on real district

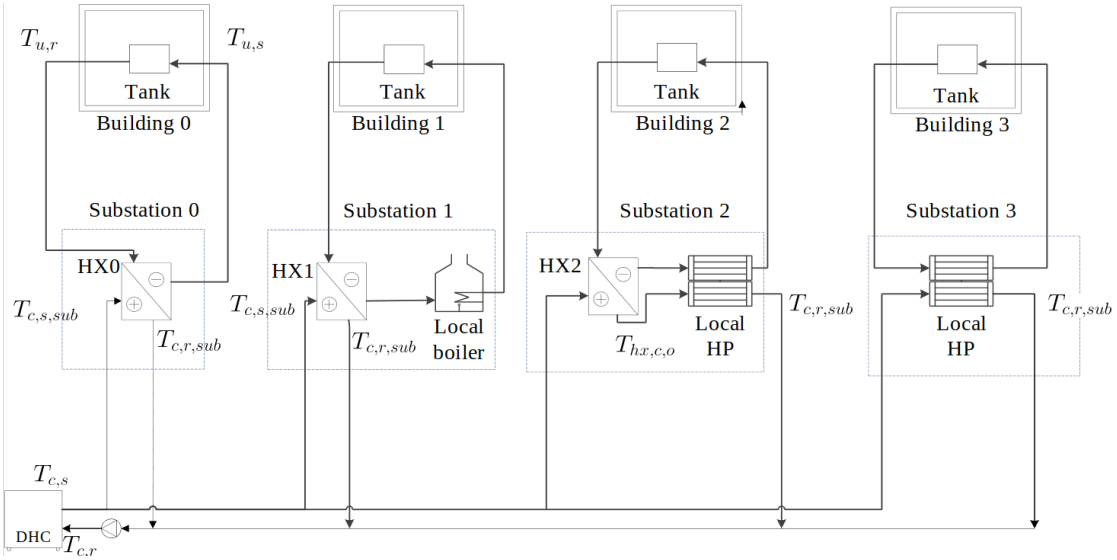


Figure 2.1 – District network schematics by Dapeng Li with different types of substations and a thermal station of his original model.

heating plants were available, the model and code had not been validated on real data. It must be noted that the rest of the CitySim code had evolved, making this part of the code not compatible any more. Some work was necessary to make the code function again.
The code could simulate networks with one thermal station, and as many substations as desired. The network had to be tree-shaped, and the hydraulics were very simplified. The central thermal station produces the heat or cold. The substations are each associated to a building that consumes the heat or cold. The primary circuit is the set of pipes that connects the central station to the substations. The secondary circuits connect the substations to their respective building's water tanks. At the substation heat is exchanged between the primary and secondary circuits.

2.2.1 Substation

As shown in Figure 2.1, 4 types of substations could be simulated :

- simple substations with only a heat exchanger.
- substations with a heat exchanger and an additional local boiler to complement the heating.
- substations with a heat exchanger and an heat pump exchanging heat between the primary and secondary networks to complement the heating.
- substations with only heat pumps between the primary and secondary networks

The substation manages the heat exchange between a district energy center's pipe network, called primary network, and a building's pipe network, called secondary network. The sec-

ondary network then exchanges heat with tanks (e.g. heat storage, cold storage or domestic hot water tanks). The parameters needed to create a substation are:

- Design thermal power $\dot{Q}_d$ [W]. It is the maximal power that can be exchanged between the primary and secondary network. It is defined as positive for both heating and cooling substations.

- Design temperature difference ΔT_d [K]. It is the temperature difference, in "design condition", between the fluid entering and leaving the substation on the primary side. It is defined as positive for both heating and cooling substations. The substation will try to produce the ΔT_d temperature difference even when working at less than design power.

- Design effectiveness ϵ_d [-]. Its range is $0 < \epsilon_d \leq 1$. As formulas will clarify, it quantifies the effectiveness of the heat exchanger at design condition.

The following explains the computations for a heating substation. The cooling substation case is very similar.

Let $\dot{Q}_{\text{needs}}$ [W] be the power needs from the building that the substation will try to supply. Let $T_{s,in}$ be the temperature of the fluid entering the heat exchanger on the secondary network side. The model takes $T_{s,in}$ as the temperature at the end of the previous time step, of the hot storage tank to be heated. Let $T_{p,in}$ be the temperature of the fluid entering the heat exchanger on the primary network side. The model takes $T_{p,in}$ as the converged temperature in the pipe that the substation is connected to. The design mass flow is $\dot{m}_d = \frac{\dot{Q}_d}{c_p \Delta T_d}$ [kg/s], where c_p $[\frac{\text{J}}{\text{kg·K}}]$ is the specific heat capacity of the primary network fluid.

The mass flow on the secondary side is computed as

$$\dot{m}_s = \dot{m}_d \cdot \max\left[0.1, \min[1, \frac{\dot{Q}_{needs}}{\dot{Q}_d}]\right] \tag{2.3}$$

More simply explained, it grows linearly with the needs, but cannot exceed the design mass flow $\dot{m}_d$, nor be smaller than $0.1\dot{m}_d$. The mass flow on the primary side is determined by formula

$$\dot{m}_p = \begin{cases} \dot{m}_d & \text{if } 0.75 \leq \dot{Q}_{needs}/\dot{Q}_d \\ 0.75\dot{m}_d & \text{if } 0.5 \leq \dot{Q}_{needs}/\dot{Q}_d < 0.75 \\ 0.5\dot{m}_d & \text{if } 0.25 \leq \dot{Q}_{needs}/\dot{Q}_d < 0.5 \\ 0.25\dot{m}_d & \text{if } \dot{Q}_{needs}/\dot{Q}_d < 0.25 \end{cases} \tag{2.4}$$

The granularity in these values, with only 4 possible settings can help make the network more

stable, since less variations in the mass flow demand occurs. Then define

$$C_{min} = \min[c_p \dot{m}_s, c_p \dot{m}_p] \tag{2.5}$$

$$C_{max} = \max[c_p \dot{m}_s, c_p \dot{m}_p] \tag{2.6}$$

$$C^* = C_{min}/C_{max} \tag{2.7}$$

$$(UA)_d = \frac{\dot{Q}_d}{\Delta T_d} \frac{\epsilon_d}{1-\epsilon_d} \tag{2.8}$$

The heat transfer equation between the primary p and secondary s sides of a heat exchanger is

$$UA = A\left[\frac{1}{h_p} + \frac{1}{h_s}\right]^{-1}, \tag{2.9}$$

with A [m^2] the exchange area, U [W/(m^{2}K)] the overall heat transfer coefficient and the convective heat transfer coefficients h [W/(m^2·K)]. It is approximated that the effect of the finite heat exchange wall is negligible. Under the design condition, $h_{p,d} = h_{s,d} = h_d$ since the flows on the primary and secondary side are the same. This means that $(UA)_d = \left[\frac{2}{Ah_d}\right]^{-1}$. In the counter-flow heat exchanger, the convective heat transfer coefficient [46] can be simplified to

$$h = Z_1 \dot{m}^{0.583}, \tag{2.10}$$

where Z_1 is a constant. This therfore leads to

$$UA = (UA)_d \frac{2}{\left(\frac{\dot{m}_d}{\dot{m}_p}\right)^{0.583} + \left(\frac{\dot{m}_d}{\dot{m}_s}\right)^{0.583}} \tag{2.11}$$

From this, one can compute

$$NTU = \frac{UA}{C_{\min}} \tag{2.12}$$

Finally, this leads to the computation of the desired variable, the effectiveness

$$\varepsilon = \begin{cases} \dfrac{1-\exp[-NTU(1-C^*)]}{1-C^*\exp[-NTU(1-C^*)]}, \text{ if } C^* \neq 1, \\ \dfrac{NTU}{1+NTU}, \text{ if } C^* = 1. \end{cases} \tag{2.13}$$

This effectiveness describes what portion of the maximal theoretical heat exchange $\dot{Q}_{\text{max,theo}}$ is in fact exchanged. In a counter-current heat exchanger where the primary flow enters hot at

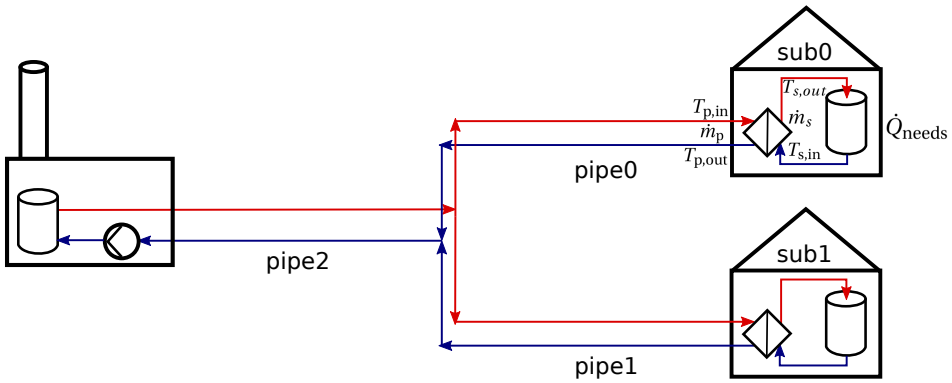


Figure 2.2 – District network schematics.

$T_{\text{p,in}}$ and the secondary flow to be heated heated enters the heat exchanger at cold $T_{\text{s,in}}$, then :

$$\dot{Q}_{\text{max,theo}} = C_{\text{min}}(T_{\text{p,in}} - T_{\text{s,in}}). \tag{2.14}$$

This can be shown because otherwise the either the secondary output temperature will be higher than the primary input $T_{\text{s,out}} > T_{\text{p,in}}$, or the vice versa $T_{\text{p,out}} < T_{\text{s,in}}$. Either of these is not possible otherwise it would mean that heat has flown from a cold fluid to a warm fluid, which is forbidden by the second law of thermodynamics. Therefore, for substation types with a heat exchanger, the heat exchanged in that component is

$$\dot{Q}_{\text{HX}} = \varepsilon \dot{Q}_{\text{max,theo}} = \varepsilon C_{\text{min}}(T_{\text{p,in}} - T_{\text{p,out}}) \tag{2.15}$$

For substations with an additional boiler or heat pump, if this heat exchanged is not enough to meet the heating needs of the building $\dot{Q}_{\text{needs}}$, the CitySim models for the boiler or heat pump is called to get the additional heat left $\dot{Q}_{\text{needs}} - \dot{Q}_{\text{HX}}$.
For substations types that only have a heat pump, the heat pump model of CitySim is called using temperature $T_{\text{p,in}}$ for the cold source of the heat exchanger.
However the substations had not yet implemented a way to inform the building whether or not sufficient heat had been extracted from the network, meaning that the heat demands of buildings were always satisfied.

2.2.2 Network

The network had one central thermal station and a pipeline network that could connect as many substations as desired. As shown in Figure 2.3, the pipelines represent as a graph which must be tree-like. No loops are allowed. Each pipe segment is oriented, the inward direction leads towards the central thermal station. The outward direction leads to a substation or multiple outward pipes if it is a junction that splits the pipe.
To compute the mass flows and temperatures through the network, it is supposed that each

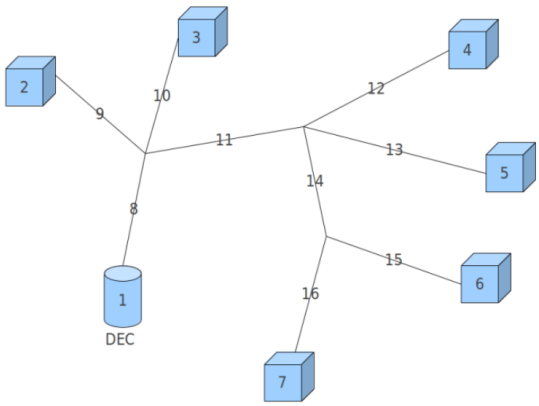


Figure 2.3 – Pipeline network schematics by Dapeng Li with central thermal station (DEC) as a cylinder and substations as cubes. In this original model, the network had to be a tree shape. Each pipe had an inward direction, which points towards the central thermal station and connects to the previous pipe. The outward direction leads to either a substation or multiple outward pipes, if the junction splits the pipe.

substation manages to impose its desired mass flow $\dot{m}_{\text{des}}$, and the temperature exiting the substation $T_{\text{p,out}}$ is the input temperature of the previous step $T_{\text{p,in,prev}}$, minus the temperature drop due to the heat exchanged.

$$\dot{m}_{\text{substation pipe}} = \dot{m}_{\text{des}} \tag{2.16}$$

$$T_{\text{p,out}} = T_{\text{p,in,prev}} - \frac{\dot{Q}_{\text{needs}}}{\dot{m}_{\text{des}} c_p} \tag{2.17}$$

Then the mass flows are propagated inwards towards the central thermal station. At each junction, the flow through the inward pipe is computed as the sum of the outward pipes, in order to conserve mass flow. Similarly by conservation of energy, the temperature of the inward pipe is the weighted average of temperatures in the outward pipes.

$$\dot{m}_{\text{inward pipe}} = \sum_{i \in \text{outward pipes}} \dot{m}_i \tag{2.18}$$

$$\dot{T}_{\text{inward pipe}} = \frac{\sum_{i \in \text{outward pipes}} T_i \dot{m}_i}{\sum_{i \in \text{outward pipes}} \dot{m}_i} \tag{2.19}$$

For example in Figure 2.3, if all substations want to impose 1 kg/s, then pipes 9, 10, 12, 13, 15 and 16 are computed first with a mass flow of 1 kg/s, then pipe 14 is computed with 2 kg/s,

then pipe 11 with 4 kg/s then pipe 8 with 6 kg/s. Computations are done in a similar way for the temperatures.
The temperature is supposed uniform in the pipe, without thermal losses. The temperature drop due to thermal losses in return pipes are only added at the end, just before the fluid flows into the central thermal station. The total loss $\dot{Q}_{\text{loss}}$ [W] is

$$\dot{Q}_{\text{loss}} = \sum_{i \in \text{return pipes}} \frac{T_i - T_{\text{ext}}}{R_i} L_i \tag{2.20}$$

with T_i [°C] the temperature in the pipe, T_{ext} [°C] the exterior soil temperature, L_i [m] the length of the pipe and R_i [K·m/W] the sectional resistance of the pipes. When transmitting the temperature through the supply pipes, there are no thermal losses, and flows only divide, they do not combine, so the temperature in all supply pipes is the same as the temperature supplied by the central thermal station. The temperature change due to the thermal losses in supply pipes is only added at the end, just before the fluid enters the substation. The thermal loss for the fluid entering a given substation s is

$$\dot{Q}_{\text{loss,sub}s} = \sum_{i \in \text{pipes in path from central station to sub}s} \frac{\dot{m}_{\text{sub}s}}{\dot{m}_{\text{pipe}i}} \frac{T_i - T_{\text{ext}}}{R_i} L_i. \tag{2.21}$$

The idea is that for each pipe in the path from the central station to the substation, only add the fraction of the thermal loss that is the fraction of the mass flow from that pipe that will go to the substation. To converge to the real losses, a loop is implemented, propagating through the return pipes, then the central thermal station, then the supply pipes, then the substations and so on, until the thermal losses are change by less then 10W from the previous iteration.

2.2.3 Central thermal station

The central thermal station heats up the fluid to a fixed setpoint supply temperature. However, the heating unit has a nominal power, and may not be powerful enough to heat the fluid all the way to the setpoint temperature. In which case the fluid is only partially heated.
To compute the electric power consumed by the pump, the pressure difference around the thermal station is estimated. To do so the "furthest" substation s^* is identified. To do so, for each substation count the number of pipes in the path from the substation to the central thermal station. The "furthest" substation is the one whose path has the greatest number of pipes. (It would probably have been better to add the lengths of the pipes). Then pressure drop around the pump is

$$\Delta p = \sum_{i \in \text{pipes in path from central station to}s^*} 6.819 \left(\frac{V_i}{C}\right)^{1.852} \left(\frac{1}{D_i}\right)^{1.167} \rho g L_i, \tag{2.22}$$

with C the roughness factor of the pipes, D_i [m] the diameter of the pipe, V_i [m/s] the average velocity of fluid through the pipe, ρ [kg/m^3] the density of the fluid, $g = 9.81$ m/s^2 the gravita-

tional acceleration. This formula comes from [4]. The required electric pump power P_{pump} [W] is then defined as

$$P_{\text{pump}} = \frac{\dot{m}_{\text{ts}} \Delta p (1 + R)}{\rho \eta_{\text{pump}}}, \tag{2.23}$$

with $\dot{m}_{\text{ts}}$ [kg/s] the mass flow through the thermal station, R [-] is described as "the ratio of local loss to frictional one" (a parameter of the pump which is chosen by the user) and η_{pump} [-] the overall pump efficiency.

3 Methodology

This section describes the additions and modifications that have been implemented during this thesis. It starts with the implementation of the code to simulate district networks with branched topologies. Then it explains the implementations for more complex looped topologies with multiple heat sources. Finally it describes how centralized or decentralized solar thermal power is handled.

3.1 Branched code

The basis used for this first step is the original code from Dapeng Li described in section 2.2.

3.1.1 Informing effectively provided power

The original code of CitySim has been built for heating and cooling systems in buildings that work independently of other buildings. Therefore there was a global loop over all buildings. One at a time, each building would determine its thermal needs, ask the heating and cooling units the required power. The stand-alone unit could respond the power it could provided. Then the new temperature of the building could be computed. After that, the algorithm proceeded to do the same computations for the next building in the array.
However, a substation is part of a district heating network, linked to the other buildings. It is not a stand-alone thermal system. One must simulate the network to determine how much heat is available for each substation. But to simulate the network, one first needs to know all consumption needs of all substations.
This led to a reordering of the computations. The code has been modified to first determine and store all thermal needs of buildings. Then all the heating and cooling units of the buildings are simulated. This includes the district heating networks. This determines the power that substations can provide to the buildings. Only after that the buildings determine the evolution of their temperature.

3.1.2 Substations

The basics of the substation model has stayed the same as the original code from Dapeng Li, discussed in section 2.2.1.
As mentioned, there was an effort to make that code compatible with the rest of the CitySim program. This required a strong reorganisation of the code. In that process, only the most

common type of substation has been kept, the one that has a heat exchanger. The others should be implementable quite easily if one wants to add them back.

There has been added verifications to make the code more robust. Including a verification that the thermal power extracted is no more than the thermal power needed by the building. Also there are verifications that the temperatures are compatible for the heat exchange, so that power is not transmitted the wrong direction by the substation.

3.1.3 Thermal station

The basics of the thermal station model has stayed the same as the original code from Dapeng Li, discussed in section 2.2.3.

There has been the addition of multiple temperature setpoint possibilities. There is still the constant temperature setpoint, which stays the same all year long. There are also "affine" setpoints, in which the temperature supplied to the network depends on the exterior temperature average over the last 24 hours $T_{\text{ext,24h}}$. Any linear by parts function van be implemented, so to some extent any function by adding sufficiently many points. This is commonly used in district networks. There is also the possibility to switch between a constant temperature mode in summer and an affine mode in winter. Many additional setpoint strategies can be easily implemented.

3.1.4 Network

Hydraulics

The hydraulics of the pipeline system of the district network stays similar to the original described in section 2.2.2. The substations have a desired mass flow based on the thermal power needed. This mass flow is imposed at the substation. The flows are then propagated to inward pipes, closer to the central thermal station. At each junction, the outward flows are summed to get the inward flow. The pump at the thermal station is supposed powerful enough to provide the hydraulic power necessary.

Overall there has been a reorganisation of the data structures in the code. More efficient algorithms based on graph theory have been implemented and a better use of C++ class hierarchy. Class entities such as `Pipes` and network `Nodes` have been created.

Pipe thermal model

A new model for the thermal behaviour in pipes has been implemented. The pipe has a flow through it, coming from an upstream node. This node can be a pipe junction or a substation or a thermal station. The upstream end of the pipe is considered as the $x = 0$ location, and has the temperature $T(x = 0)$ [°C] given by the upstream node. As the fluid travels through the pipes, the model considers three phenomena that can add or remove heat :

- Heat exchange with the exterior soil surface $\dot{Q}_{\text{ext}}$ [W]
- Heat exchange with the parallel twin pipe $\dot{Q}_{\text{twin}}$ [W]. The twin pipe of a supply pipe is its return pipe neighbour, and vice versa.

- The dissipation of hydraulic energy into heat as the flow losses pressure through friction with the pipe walls $\dot{Q}_{\text{diss}}$. In the branched-code, no friction is considered so this term can be set to zero, but it will be used in the looped-code.

When heat is exchanged through conduction between an object at T_1 [°C] and an object at T_2 [°C], the heat flow $\dot{Q}$ [W] from object 1 to object 2, can usually be written in the form $R\dot{Q} = (T_1 - T_2)$, where R [K/W] is the overall thermal resistance corresponding to the geometric configuration between the two objects.
Figure 3.1 shows the case as the water inside pipe exchanging heat across the insulation layer, with resistance R_{insul}. Figure 3.2 shows the case of the outside of the insulation layer of the pipe exchanging heat with the soil surface R_{surf}. Figure 3.3 shows the case of two parallel pipes exchanging heat across the soil, with resistance R_{parallel}. In general, when multiple thermal resistances are put one after the other, in series, then the resistances add up. In the case of $\dot{Q}_{\text{ext}}$, the heat has to go through the insulation layer, and then to the surface, so $R_{\text{ext}} = R_{\text{insul}} + R_{\text{surf}}$. In the case of $\dot{Q}_{\text{twin}}$, the heat has to go through the insulation layer of the first pipe then through the soil to the other pipe, then through the insulation layer of the second pipe, so $R_{\text{twin}} = R_{\text{insul},1} + R_{\text{parallel}} + R_{\text{insul},2}$.

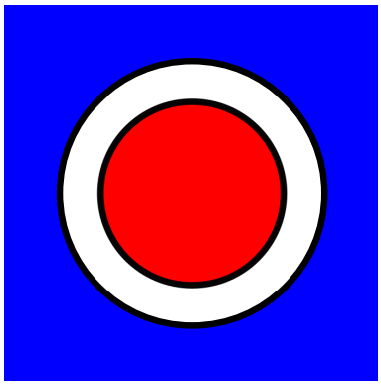


Figure 3.1 – Section view of a red inner cylinder at temperature T_1 [°C] of length L [m] and radius r [m] which is inside a blue exterior holed object which is at temperature T_2 [°C]. The white material between the two objects has conductivity λ [W/(K·m)] and a thickness t [m]. Under the condition that $L \gg d$, this geometry corresponds to an equivalent resistance of $R = \frac{\ln[(r+t)/r]}{2\pi L\lambda}$.

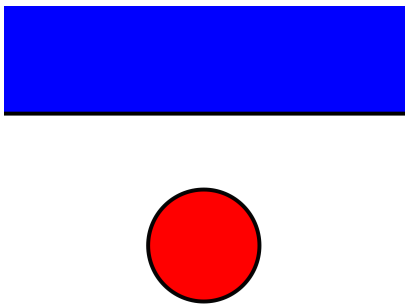


Figure 3.2 – Section view of a red cylinder at temperature T_1 [°C] of length L [m] and diameter d [m] whose centre is at depth z [m] beneath the infinite plate delimiting the blue object which is at temperature T_2 [°C]. The white material between the two objects has conductivity λ [W/(K·m)]. Under the condition that $L \gg d$, this geometry corresponds to an equivalent resistance of $R = \frac{\operatorname{arcosh}(2z/d)}{2\pi L\lambda}$ if $z \leq 1.5d$, and $R = \frac{\ln(4z/d)}{2\pi L\lambda}$ otherwise.

This total resistance of a heat exchange can be turned into a total conductance $K = 1/R$ [W/K], which is then turned into a linear conductivity $\lambda = K/L = 1/(L \cdot R)$ [W/(K·m)] by dividing by the pipe length L [m]. This linear conductivity is useful to describe the heat exchange per unit length of pipe. For the term due dissipation, a pressure loss of Δp [Pa] through the pipe of length L at a flow of $\dot{V} = \frac{\dot{m}}{\rho}$ [m^3/s] is a loss of mechanical power $\dot{W} = \dot{V}\Delta p$ [W], which is transformed into heating power $\dot{Q}_{\text{diss}} = \dot{W} = \dot{V}\Delta p$ [W]. This heat source per unit length of pipe is therefore $\frac{\dot{Q}_{\text{diss}}}{L} = \frac{\dot{m}\Delta p}{\rho L}$ [W/m].



Figure 3.3 – Section view of a red cylinder at temperature T_1 [°C] and a blue cylinder at temperature T_2 [°C] of length L [m] and diameter respectively d_1 [m] and d_2 [m]. Their centres are separated by B [m]. The white material between the two objects has conductivity λ [W/(K·m)]. Under the condition that $L \gg d$, this geometry corresponds to an equivalent resistance of $R = \frac{\operatorname{arcosh}[(4B^2-d_1^2-d_2^2)/(2d_1d_2)]}{2\pi L\lambda}$.

During the simulation, the temperature of fluid in the twin pipe at $x = 0$ and at $x = L$ are known, so in the following computation, the twin pipe temperature is approximated to an affine function $T_{\text{twin}}(x) = T_{\text{twin},0} + (T_{\text{twin},L} - T_{\text{twin},0})\frac{x}{L} = Ax + B$.
At a given position x [m] of the pipe, over an infinitesimal distance dx [m], the sum of the heat sources and sinks make the temperature evolve :

$$\begin{aligned} \dot{m}c_p[T(x) - T(x+\mathrm{d}x)] &= \mathrm{d}\dot{Q}_{\text{ext}} + \mathrm{d}\dot{Q}_{\text{twin}} + \mathrm{d}\dot{Q}_{\text{diss}} \\ -\dot{m}c_p\mathrm{d}T(x) &= \lambda_{\text{ext}}[T(x) - T_{\text{ext}}]\mathrm{d}x + \lambda_{\text{twin}}[T(x) - T_{\text{twin}}(x)]\mathrm{d}x - \frac{\dot{m}\Delta p}{\rho L}\mathrm{d}x \\ \frac{\mathrm{d}T(x)}{\mathrm{d}x} &= \frac{-1}{\dot{m}c_p}\left\{\lambda_{\text{ext}}[T(x) - T_{\text{ext}}] + \lambda_{\text{twin}}[T(x) - (Ax+B)] - \frac{\dot{m}\Delta p}{\rho L}\right\}. \end{aligned} \tag{3.1}$$

This gives rise to a differential equation of the form $T'(x) = aT(x) + b + cx$. The coefficients are $a = -\frac{\lambda_{\text{ext}}+\lambda_{\text{twin}}}{\dot{m}c_p}$, $b = \frac{\lambda_{\text{ext}}T_{\text{ext}}+\lambda_{\text{twin}}T_{\text{twin},0}}{\dot{m}c_p} + \frac{\Delta p}{c_p\rho L}$ and $c = \frac{\lambda_{\text{twin}}(T_{\text{twin},L}-T_{\text{twin},0})}{\dot{m}c_pL}$. This has an explicit solution $T(x) = -\frac{c+a(b+cx)}{a^2} + Ke^{ax}$. The integration constant K can be determined by imposing the initial condition $T(x=0) = T_0$ which gives $K = T_0 + \frac{c+ab}{a^2}$.
We are interested in the downstream temperature of the fluid at $T(x = L)$, right before it enters the next node. The thermal loss of the fluid over the pipe is therefore $\dot{Q}_{\text{loss}} = \dot{m}c_p[T_0 - T(L)]$. One can notice that this thermal loss can be negative, if the fluid actually gains heat, either because it is colder than the exterior, or the twin pipe, or the pressure loss is sufficiently high.

Thermal convergence

The thermal convergence is used to determine the temperatures throughout the network components.
As explained in section 3.1.4, for each pipe, when if the upstream temperature is given as input $T(x=0) = T_0$, the downstream temperature $T(x = L)$ can be computed. This is the temperature of the fluid, right before reaching the next node. Similar can be done for the substations, if the temperature entering it is known, and the mass flow through it, the substation can compute the heat exchanged and therefore the downstream temperature. Similarly for the thermal

station.
To compute the temperature at a node, identify all pipes which flow to that node n and do a weighted average of their downstream temperatures

$$T_{\text{node}n} = \frac{\sum_{p \in \text{pipes with flow towards node}n} T_{\text{downstream},p} \dot{m}_p}{\sum_{p \in \text{pipes with flow towards node}n} \dot{m}_p} \tag{3.2}$$

This node temperature becomes the "upstream" temperature of components (pipes, substations of thermal station) connected to that node, where the flow goes from the node to that component.
To get the converged temperatures in all components of the network :

- Suppose that the upstream temperatures of the substations are the same as those from the previous time step.
- Make the substations compute the downstream temperature.
- Propagate the temperature from the substation return pipes through the return network, to the thermal station return pipe.
- Make the thermal station compute the downstream temperature that it injects at the supply pipe.
- Propagate the temperature from the thermal station supply pipe through the supply network, to the substation supply pipes.
- The convergence criteria is that all upstream substation temperature have changed by less than ϵ [°C]. If it is not met, repeat from the second bullet point.

Unless mentioned otherwise, this parameter is set at $\epsilon = 0.2$°C.

3.2 Looped code

The next task in this thesis is to improve the simulation, by adding new features and possibilities in the networks that can be represented and simulated. Notably among these new specifications is the possibility to model looped (or meshed) topologies, with multiple thermal stations.

3.2.1 Looped topology

Historically district heating or cooling networks have been built in tree shapes [55, 58]. The tree shape can be mathematically described as so. Consider either the network of supply pipes, or of return pipes. Both are usually the same in most district networks since the supply and return pipes are built parallel to one another. Make a mathematical graph to describe it, where edges are the pipes, and nodes are either pipe intersections, the thermal station, or the substations. Then the graph is a tree, and substations are leaves in that tree as shown in Figure 3.4.

The complexity of networks can then increase if multiple thermal power plants are connected in a tree-like graph. This can for example happen if two independent tree-shaped networks are joined together. The city network goes from multiple islands to one large coherent tree, containing multiple thermal power plants.
Another possibility is that a network's graph is not mathematically a tree, but has cycles, which we'll call loops or meshes, as shown in Figure 3.5. This can happen by starting from a branched network. Over time, the network increases as more substations connect sequentially to the network. Each time a new substation joins the network, it connects to the nearest pipe of the network, but after a while, the path to a substation may be much longer than the direct distance to the thermal station, as the crow flies. This may be inefficient as the hydraulic pump needs to operate at high power and consume a lot of electricity, but the substation still has low differential pressure between the supply and return. A way to fix this is to add a pipe that short cuts the long snaking path, by creating a loop in the process.

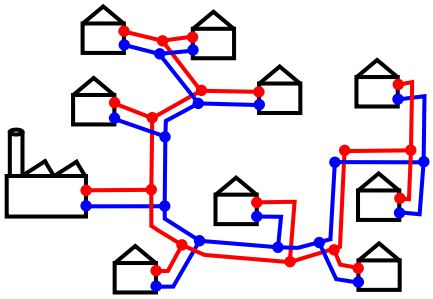


Figure 3.4 – Schematics of a district network with a branched topology.

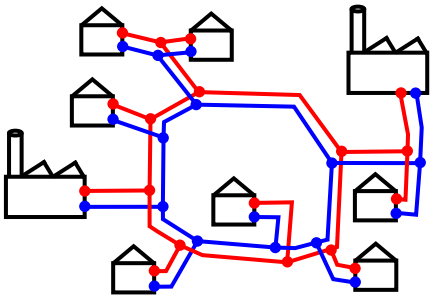


Figure 3.5 – Schematics of a district network with a looped topology and two thermal stations.

These networks have advantages. They can have multiple paths between a given substation and any thermal power plant. This redundancy means that if one of the power plant or one of the pipes breaks, or undergoes maintenance, the substations can still be supplied in heat. This makes the network more resilient, by permitting regular inspections and repairs on different network components.
These networks also have disadvantages. The complexity brought by multiple paths between thermal power plants and substations means that sometimes mass flow can reverse or stagnate in some pipes, depending on how much flow certain consumers are requesting and how much pressure each thermal power station is producing. Computations are more complicated because there are non-linearities of thermal and hydraulic coupling, and more degrees of freedom. Therefore more thorough simulations to see how the network responds to stimuli. These simulations are needed to analyse and compare operation strategies, in order to find the optimal. They are also important for the sizing of the network and its different components.

3.2.2 Pressure

To simulate networks with loops and with multiple thermal power plants, a whole new mathematical formalism is necessary. The major novelty is that mass flow direction is not known within a pipe. In the branched simulations, the substations at the leaves of the tree-shaped

graph imposed there mass flow. Then as we moved towards the thermal power plant, at each intersection, one could simply add the mass flows of the pipes converging into one "inward" pipe. Now at each intersection, we do not know in which pipes are flowing to the intersection, and which ones are flowing away from the intersection.

The new element that must come into play is hydraulic pressure in the water, measured in Pascals. The overall idea is that the thermal power plants use pumps, to impose a pressure difference between the supply and return pipes. In the pipes, the water flows from high to low pressure. In each pipe there is some pressure loss due to the friction at the pipe walls. Substations can control the mass flow that they receive by choosing the opening position of a valve, which obstructs more or less the flow, to get the pressure drop corresponding to the desired flow.

It is very similar to an electric network, the pressure corresponds to the electric voltage and the mass flow to the electric current. The equations that apply to determine the system are the Kirchhoff laws and the specific laws governing the different components.

3.2.3 Graph

There are now many more degrees of freedom in the possibilities to build the district thermal network, so it will be represented in a much more flexible way. To do so this work uses graph theory, in a similar way to Oppelt [36]. The general idea of making each edge correspond to network components with a defined characteristic relation $\Delta p = f(\dot{m})$ is taken. However the components differ and are implemented in a different manner. This formalism will be useful to set up the system of equations to solve in order to find the pressure and mass flow in all components of the district network.

A directed graph $\mathcal{G} = (\mathcal{N}, \mathcal{E})$ is the pair containing the set of nodes (also called vertices or points) $\mathcal{N}$, and the set of edges (also called links or lines) $\mathcal{E}$. An edge is an unordered pair of nodes, so $\mathcal{E} \subseteq \{\{x, y\} | (x, y) \in \mathcal{N}^2 \wedge x \neq y\}$.

In the present case, edges are pipes, substations or thermal power plants. We note that a supply pipe and the corresponding return pipe correspond to two distinct edges. In the present case, nodes are intersections between edges, for example a pipe tee fitting, which joins 3 pipes, or the fitting between a thermal power plant and the first pipe of the network.

Note that the edges are defined as unordered, in the sense that the heat transfer fluid can flow through them in both directions. It will be useful for computations to define a direction of the mass flow and pressure drop in each edge. The edge links two nodes, define one as the tail, the other as the head. The convention used is to consider a mass flow from tail to head of edge i as positive $\dot{m}_i > 0$ and a pressure drop from tail to head of edge i as positive $\Delta p_i = p_{\text{tail},i} - p_{\text{head},i} > 0$.

To define the structure of the graph, how the E edges and N nodes are connected, the edge-node index matrix $\mathbf{A} \equiv [a_{ij}]_{N \times E}$ is introduced. It has N rows and E columns. Its elements are

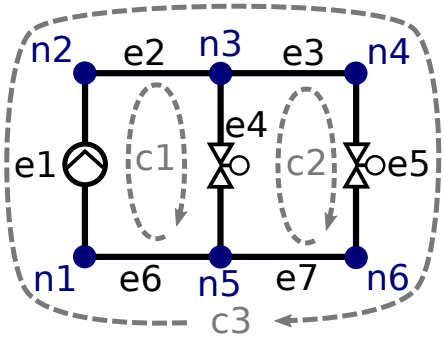


Figure 3.6 – Schematics of the graph formalism used to describe a linear district network with one thermal station, represented by the pump of edge e_1, and 2 substations, represented with valves on edges e_4 and e_5. The cycles are $c_1 = \{n_1, n_2, n_3, n_5\}$, $c_2 = \{n_5, n_3, n_4, n_6\}$ and $c_3 = \{n_1, n_2, n_3, n_4, n_6, n_5\}$. Note that this is not a looped topology. The supply pipes are e_2 and e_3, so it is just a linear topology of district network.

defined by equation (3.3).

$$a_{ij} = \begin{cases} 1, \text{ if edge } j \text{ points to node } i, \\ -1, \text{ if edge } j \text{ points away from node } i, \\ 0, \text{ if edge } j \text{ and node } i \text{ are not connected.} \end{cases} \tag{3.3}$$

To define the graph structure of the graph, how the E edges and N nodes are connected, the edge-node index matrix $\mathbf{A} \equiv [a_{ij}]_{N\times E}$ is introduced. It has N rows and E columns. Its elements are defined by equation (3.3).

To characterize the L loops (also called cycle or mesh) of the graph, the edge-loop index matrix $\mathbf{B} \equiv [b_{ij}]_{N\times L}$ is introduced. It has L rows and E columns. Its elements are defined by equation (3.4).

$$b_{ij} = \begin{cases} 1, \text{ if edge } j \text{ is in loop } i \text{ in the same direction,} \\ -1, \text{ if edge } j \text{ is in loop } i \text{ in the opposite direction,} \\ 0, \text{ if edge } j \text{ is not in loop } i. \end{cases} \tag{3.4}$$

3.2.4 Loops

The goal of this section is to develop the algorithm to find the edge-loop index matrix **B**. To do so, one needs to define and understand cycles and their properties in a graph.

In a graph, a cycle $c = \{n_0, n_1, \ldots, n_k\}$ is a sequence of nodes $n_i \in \mathcal{N}$, which are all distinct, except the first and last one which are the same. So $n_i = n_j$ if $i = 0$ and $j = k$, or vice versa, otherwise $n_i \neq n_j$. Also any two consecutive nodes must be linked by an edge, $\forall 1 \leq i \leq k$, $\{n_i, n_{i+1}\} \in \mathcal{E}$.

A graph with no cycles is called a tree. The graphs that will be used to represent the district

networks will have numerous cycles, for example, the ones starting at a thermal power plant supply pipe, going through the supply pipes to a substation, going through the substation to the return pipes, and going through the return pipes back to the thermal power plant. If the district network is what has been called a "tree-shaped", it means that there exists no cycle that only goes through supply pipes (similarly, no cycle only goes through return pipes).
The goal to make the **B** matrix is to find a cycle basis. A cycle basis is a minimal set of cycles that allows every Eulerian subgraph to be expressed as a symmetric difference of basis cycles. This means that any cycle of the graph can be created by doing the symmetric difference of cycles in the cycle basis. The symmetric difference (also known as disjunctive union) between two cycles is the cycle made up of edges that are present in one of the cycles, but not both. For example in Figure 3.6, the symmetric difference of cycles c_1 and c_3 is cycle c_2. For a set a cycles to be a basis, it must be minimal. This means that if any cycle is removed from the basis, then not all cycles of the graph can be obtained through symmetric difference operations between the others.
To illustrate these definitions, some examples can be taken based on Figure 3.6. This graph contains 3 cycles, c_1, c_2 and c_3. There are 3 possible cycle bases: $\mathscr{B}_1 = \{c_1, c_2\}$, $\mathscr{B}_2 = \{c_2, c_3\}$ and $\mathscr{B}_3 = \{c_1, c_3\}$. The basis are complete since all cycles of the graph can be made from cycles in the basis. Indeed $c_1 \oplus c_2 = c_3$, $c_2 \oplus c_3 = c_1$ and $c_1 \oplus c_3 = c_2$ The basis are minimal since one cannot make the other two cycles with only one cycle.
To find a cycle basis, spanning trees are used. A subgraph $\mathscr{G}_s = (\mathscr{N}_s, \mathscr{E}_s)$ of the graph $\mathscr{G} = (\mathscr{N}, \mathscr{E})$, is a graph whose nodes and edges are part of the original graph, so $\mathscr{N}_s \subseteq \mathscr{N}$ and $\mathscr{E}_s \subseteq \mathscr{E}$. A spanning tree of $\mathscr{G}$ is a subgraph $\mathscr{G}_s$ which spans all nodes, so $\mathscr{N}_s = \mathscr{N}$, and that is a tree, meaning all nodes can be connected by a path, but there are no cycles. For example of Figure 3.6, the subgraph containing all nodes and edges except for e_6 and e_7 is a spanning tree.
From a given spanning tree $\mathscr{G}_s$, if one adds any edge e such that $e \in \mathscr{E}$ but $e \notin \mathscr{E}_s$, it creates a cycle, called a fundamental cycle. A short proof is that since $\mathscr{G}_s$ is a tree, there exists a path connecting the two nodes linked by e, so adding e creates a cycle. In fact all edges that are in $\mathscr{G}$ but not in $\mathscr{G}_s$ correspond to a fundamental cycle, and together they form a cycle basis $\mathscr{B}$. That set is minimal since: for any cycle $c \in \mathscr{B}$, the set $\mathscr{B}' = \mathscr{B} \setminus c$ is not a basis. Indeed, take edge e of c such that $e \in \mathscr{E}$ but $e \notin \mathscr{E}_s$ (the edge that wasn't in the spanning tree), then e is not part of any of the other cycle $c' \in \mathscr{B}'$, meaning cycle c cannot be made by symmetric difference of the other cycles in $\mathscr{B}'$, which therefore isn't complete, and cannot be a basis. One could also prove that $\mathscr{B}$ is complete.
One can check that for connected graphs that are trees, the number of nodes is one more than the number of edges, $N_{\text{tree}} = E_{\text{tree}} + 1$. So for general connected graphs, the spanning tree has a number of edges $E_s = N_s - 1 = N - 1$. Since each edge that is in $\mathscr{E}$ but not in $\mathscr{E}_s$ corresponds to a fundamental loop, number of fundamental loops is $L = E - E_s$, therefore $L = E - N + 1$.
To find a cycle basis for **B**, we must find a spanning tree. It can be done through standard algorithms, in this thesis a breadth first search variant is implemented. The basic idea is to start from a node n_0, then explore the graph from node to node by following edges. When visiting a node n, for all of its adjacent edges $e \in \text{Adj}(n)$, follow edge e to the opposing node n'.

- If node n' has not yet been discovered, mark edge e as part of the spanning tree and

enqueue node n' for later visit.

- If node n' has already been discovered, do nothing and don't visit n'.

This algorithm finishes when all nodes have been discovered. The spanning tree is made up of marked edges, making up the set $\mathscr{E}_s$. All unmarked edges represent a loop. To find the loop associated to $e \in \mathscr{E} \setminus \mathscr{E}_s$, find the path p in the spanning tree $\mathscr{G}'$ that connects the head and tail nodes of e. The loop is then the concatenation of edges in p and edge e.

3.2.5 Kirchhoff's nodal rule

For the solution to make physical sense, it must respect some laws. A common physical hypothesis for macroscopic non-relativistic situations such as here, is conservation of mass. More precisely in our case conservation of mass flow. For any pipe or every node, since there is no accumulation or source or sink of heat transfer fluid, the sum of mass flows coming in must equal the mass flows that come out. In other contexts this equation is called the continuity equation, or Kirchhoff's current law.
For an edge (e.g. pipe, substation) it simply means that the mass flow entering at one end equals the mass flow leaving at the other, so they can be fully described by only one scalar $\dot{m}_{\text{edge},i}$ [kg/s].
For a node n_i, it means that

$$\sum_{\text{edge } j \text{ pointing to } n_i} \dot{m}_{\text{edge},j} - \sum_{\text{edge } j \text{ pointing away from } n_i} \dot{m}_{\text{edge},j} = 0. \tag{3.5}$$

Since equation (3.5) must be respected for all nodes, there are N simultaneous equations that can be written in matrix using matrix $\mathbf{A}$, defined in equation (3.3):

$$\mathbf{A} \cdot \vec{m}_{\text{edge}} = \vec{0}, \tag{3.6}$$

where $\vec{m}_{\text{edge}}$ is the vector of size E containing the mass flow of each edge.
A way to impose that this condition is true, is to realize that any flow through a graph from a district thermal network can be expressed as the sum of elementary loop flows. More concretely, what is called here an elementary loop flow (ELF) corresponding the loop in the ith row of matrix $\mathbf{B}$, is the flow with $\dot{m}_{\text{edge}} = 0$ in every edge, except those in the ith loop. It can then be seen that that this elementary loop flow has a simple matrix notation, which is $\vec{m}_{\text{edge, ELF}i} = \mathbf{B}^T \cdot \vec{m}_{\text{loop, ELF}i}$, where $\vec{m}_{\text{loop, ELF}i}$ is a vector of size L, with zeros everywhere except in the ith location, $[\vec{m}_{\text{loop, ELF}i}]_j = \dot{m}\delta_{ij}$. The symbol δ_{ij} is the Kronecker delta defined as $\delta_{ij} = 1$ if $i = j$ but $\delta_{ij} = 0$ if $i \neq j$. These elementary loop flows can then be added to make up any mass conserving flow. Therefore

$$\vec{m}_{\text{edge}} = \mathbf{B}^T \cdot \vec{m}_{\text{loop}}. \tag{3.7}$$

These mass flows intuitively respect mass conservation, this can be proven by showing that

$\mathbf{A} \cdot \mathbf{B}^T = \mathbf{0}$ meaning that indeed it respects mass conservation

$$\mathbf{A} \cdot \vec{m}_{\text{edge}} = \mathbf{A} \cdot \mathbf{B}^T \cdot \vec{m}_{\text{loop}} = \vec{0} \tag{3.8}$$

To prove that $\mathbf{A} \cdot \mathbf{B}^T = \mathbf{0}$, one can focus on element $[\mathbf{A} \cdot \mathbf{B}^T]_{ij}$, which is the scalar product of **A**'s i^{th} row, corresponding to the ith node, and **B**'s j^{th} row, corresponding to the jth loop. So **A**'s i^{th} row has mostly zeros, a plus one each time an edge points to the ith node and a minus one each time an edge points away from the ith node. Since **B**'s j^{th} row corresponds to the fundamental loop, so it is zero on edges that are not in the loop, plus one on edges that are in the loop in the same direction, and minus one on edges that are in the loop in the opposite direction. So the scalar product is the number of edges in the loop that enter the node, minus the number of edges in the loop that exit the node. Since the loop is fundamental, it either never enters a node, or enters it once and exits it once, meaning that the scalar product is zero. This is a reduction of the number of free variables to solve for, instead of having to solve and find the mass flow for each of the E edges, we only need to solve and find the mass flow for each of the L loops. Indeed the N constraints of equation (3.5) has reduced the number of unknowns from E to L.
Intuitively one can see that every edge must be part of at least one loop. Otherwise it is in a path of the graph that leads to a dead end, meaning no flow can flow through. The software verifies that such cases do not occur, and throws an error to the user explaining the topology problem of the input.

3.2.6 Kirchhoff's loop rule

The next laws that the solution must respect in order to make physical sense is "loop" or "mesh" law. It comes from the fact that the pressure [Pa] at each node is a well defined scalar function. So if to express this function we do not take the pressure at each node, but instead the pressure loss at each edge $\Delta p_{\text{edge},i} = p_{\text{tail},i} - p_{\text{head},i}$ [Pa], then to ensure that the pressure is well defined, the sum of pressure losses around a loop must equal zero. This means that if there is a pressure loss in some part of the loop (e.g. a pipe whose rough walls are causing dissipation through friction) then some other part of the loop must compensate by re-increasing the pressure (e.g. with a pump).
In the analogy with electrical circuits, this is Kirchhoff's loop rule. It applies not to pressure, but to the voltage. Indeed the pressure is the hydraulic potential energy density, Pascals have dimensions of Joules per cubic meter. Similarly the voltage is the electrical potential energy, it has dimensions of Joules per Coulomb (energy per unit electric charge).
For the ith loop, this condition imposes $\sum_{\text{edge } j \text{ in loop } i} \Delta p_{\text{edge},j} = 0$. The matrix form of these L equations can be expressed using **B**, defined in equation (3.4):

$$\mathbf{B} \cdot \overrightarrow{\Delta p}_{\text{edge}} = \vec{0}, \tag{3.9}$$

where $\overrightarrow{\Delta p}_{\text{edge}}$ is the vector of size E containing the pressure loss of each edge.
This will be the main set of equations to solve to get the mass flows in the district network.

Table 3.1 – Absolute roughness ϵ of some common materials [29].

Material	roughness [mm]
Concrete	0.30-3.0
Cast Iron	0.26
Commercial or Welded Steel	0.045
PVC, Drawn Tubing, Glass	0.0015

This will be possible because in each edge, there is a known relationship between the mass flow and pressure $\Delta p_{\text{edge},i} = \varphi_i(\dot{m}_{\text{edge},i})$. The more general vector form is

$$\overrightarrow{\Delta p}_{\text{edge}} = \vec{\varphi}(\vec{m}_{\text{edge}}). \tag{3.10}$$

The final system of L equations to solve in order to determine the L unknown loop mass flows $\vec{m}_{\text{loop}}$, which determine the pressure and mass flows throughout the network is obtained by combining equations (3.7), (3.9) and (3.10) to give:

$$\mathbf{B} \cdot \vec{\varphi}(\mathbf{B}^T \cdot \vec{m}_{\text{loop}}) = \vec{0} \tag{3.11}$$

The resolution algorithm is a variant of the Newton-Raphson method, explained in section 3.2.10.

3.2.7 Pipes

As the equation (3.10) shows, there is a need to determine how the pressure evolves through a pipe, especially its link to the mass flow.

The first essential characteristic of a flow in a pipe, is that there is friction between the fluid and the pipe walls. This friction happens when the fluid has finite viscosity and encounters defects on the surface of the pipe. It creates a pressure drop and increases the temperature because of the dissipation.

The roughness of the pipe surface ϵ [m] is the characteristic length of the deviations from the perfect ideal plane. It is the characteristic size of hills and valleys. Having smooth pipe surfaces can sometimes be more expensive. Some values from common materials are shown in Table 3.1. Unless mentioned otherwise, the default value used is the roughness of commercial steel, $\epsilon = 0.045$ mm.

The viscosity of the fluid is its resistance to deformation. It quantifies the strength of the resisting friction force between neighbouring volume elements of fluid which have relative velocity. It can be described by the dynamic viscosity μ [Pa·s]. The viscosity of water depends on temperature T [K]. The semi-empirical Vogel-Fulcher-Tammann relation is used,

$$\mu(T) = A \exp\left(\frac{B}{T-C}\right),\ A = 0.02939\ \text{mPa}\cdot\text{s},\ B = 507.88\ \text{K},\ C = 149.3\ \text{K}. \tag{3.12}$$

The Reynolds number in the pipe is $Re = \frac{2\dot{m}}{\pi R \mu}$ [-]. This number is important in fluid mechanics as it helps predict the pattern of the flow. Small Reynolds number tend to give smooth laminar flows, and big Reynolds number tend to give turbulent chaotic flows.
The loss of pressure due to friction in a pipe can be approximated by the Darcy-Weisbach formula

$$\Delta p_{\text{fr}} = \frac{L f_D}{4\pi^2 \rho R^5} \dot{m}^2, \tag{3.13}$$

with the length of the pipe L [m], the inner radius of the pipe R [m], the mass density ρ [kg/m^3], the mass flow $\dot{m}$ [kg/s] and the Darcy friction factor f_D [-]. The Darcy friction factor actually depends on Reynold number, and therefore on the mass flow $f_D = f_D(\dot{m})$. It's value is

- if $Re \leq 2320$, the flow is laminar and there is an explicit formula

$$f_D = \frac{64}{Re}. \tag{3.14}$$

- if $4000 \leq Re$, the flow is turbulent and so the Darcy coefficient is defined by the implicit Colebrook-White equation

$$\frac{1}{\sqrt{f_D}} = -2\log\left(\frac{\epsilon}{7.42R} + \frac{2.51}{\text{Re}\sqrt{f_D}}\right) \tag{3.15}$$

  There exists ways to solve it, among which the Haaland explicit formula [31] which has been implemented in the code

$$f_D = \left[1.8\log_{10}\left(\left(\frac{\epsilon}{7.4R}\right)^{1.11} + \frac{6.9}{Re}\right)\right]^{-2} \tag{3.16}$$

- if $2320 < Re < 4000$, this is the transition flow, which is not fully laminar nor turbulent. The uncertainties are large in this regime, the approximation taken to compute the Darcy coefficient is an affine function, such that the function is continuous throughout the regimes

$$f_D = f_D(2320) + \frac{f_D(4000) - f_D(2320)}{4000 - 2320}(Re - 2320). \tag{3.17}$$

This can be visualised with the Moody diagram in Figure 3.7. The turbulent regime's function will change depending on the relative roughness $\frac{\epsilon}{2R}$.
There is no analytical derivative of the Darcy coefficient with respect to the mass flow $\frac{\mathrm{d}f_D}{\mathrm{d}\dot{m}}$ in the turbulent regime. But this derivative is usually quite small compared to the derivative of the total $\frac{\mathrm{d}\Delta p_{\text{fr}}}{\mathrm{d}\dot{m}}$, so it will be considered constant during the derivative computations.
The heat capacity c_p [J/(K·kg)] and the mass density ρ [kg/m^3] of water don't vary significantly over the temperature range used for district energy centres, that is, between zero and one hundred degrees Celsius. Therfore, these quantities are considered constant during the

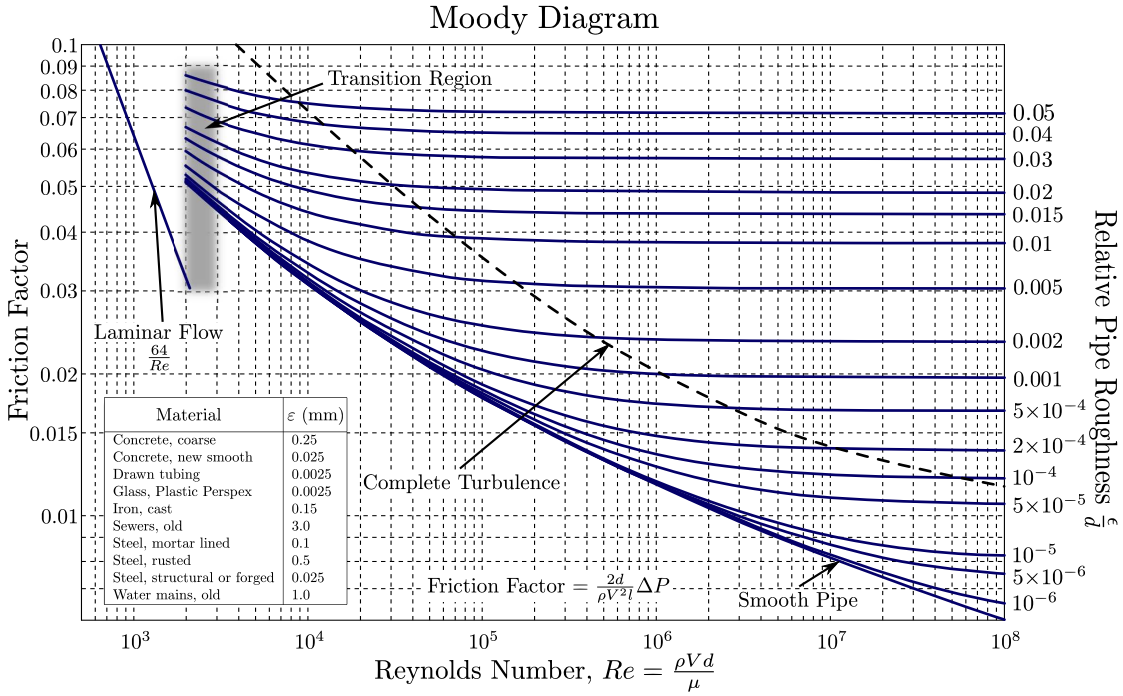


Figure 3.7 – Moody diagram explaining the relation between friction pressure drop and the mass flow through the pipe [11].

simulation. Figure 3.8 shows this for the mass density.

This frictional pressure drop is essential for the convergence to work, especially in cases where there are multiple thermal power plants imposing differential pressure with their pumps. Otherwise there would be no energy dissipation and the algorithm could converge to non-physical results. This is also important as this effect can become significant for substations that are far away from the power plants, especially with pipes of small radius. Therefore CitySim could be used for dimensioning a network. Also some thermal power plants control their pumps using the pressure difference around the "furthest" substation, and without taking into account frictional losses, this control strategy would be pointless.

Of course conservation of energy applies, so the high quality hydraulic pressure energy is therefore dissipated by the friction into lower quality thermal energy. The heat dissipated $\dot{Q}_{\text{fr}}$ [W] is

$$\dot{Q}_{\text{fr}} = \frac{\dot{m}\Delta p_{\text{friction}}}{\rho}. \tag{3.18}$$

Another source of pressure change in the pipes comes from the famous Bernouilli equation, which comes from an altitude change,

$$\Delta p_{\text{alt}} = \rho\, g\, \Delta z, \tag{3.19}$$

with $\Delta z = z_{\text{head}} - z_{\text{tail}}$ [m] the altitude difference and $g = 9.81$ m/s^2 the gravitational accelera-

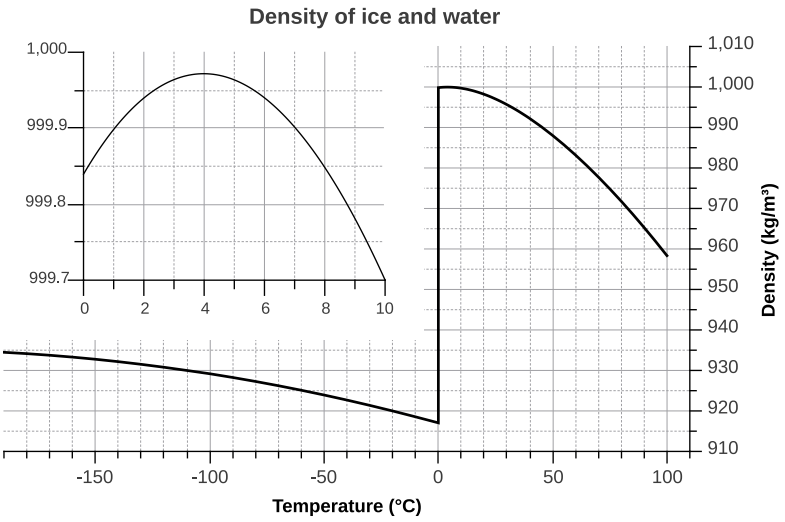


Figure 3.8 – Density of water as a function of temperature. Between zero and one hundred degrees, the change is not significant, only 4% [10].

tion. In this effect there is no heat dissipation since it is a transfer between hydraulic energy to gravitational potential energy. Physically it comes from the balance of forces on a volume element of fluid, which must carry the weight of the water column above him.

The pipe thermal model is described in section 3.1.4 which describes the thermal loss model. When considering the heat source from the friction dissipation, the pressure loss is only the one due to friction Δp_{fr}, without adding the one due to altitude change Δp_{alt} (the energy in converted into potential gravitational energy, not heat).

In reality there can also be a pressure loss due to the junctions of pipes : the node punctual pressure losses. These have not been modelled and are considered too complicated to implement for a non-significant correction compared to the error from uncertainties in materials or soil conductivity, etc. They could be implemented in future versions of the code.

3.2.8 Valves

The goal of substations is to extract the correct amount of thermal energy from the primary network, to heat the flow of its secondary network to a target temperature. As explained in section 2.2.1, our model substation has a desired thermal power needs $\dot{Q}_{\text{needs}}$ [W], computed by the building's thermal model in order to get the correct space heating and domestic hot water heating powers. To get that power, the substation's strategy is to get a desired mass flow $\dot{m}_{\text{p}}$ [kg/s] through the primary side of its heat exchanger (see Figure 2.2), which is a function of the desired thermal power needs $\dot{m}_{\text{p}} = f(\dot{Q}_{\text{needs}})$.

To get this desired mass flow, the substation can apply more or less hydraulic resistance in the pipes of the primary side. To apply this resistance, a valve is used. The valves are modelled as a passive component, that doesn't consume any electricity nor power. The equation that dictates the relation between the mass flow $\dot{m}$ [kg/s] passing through it and the pressure loss

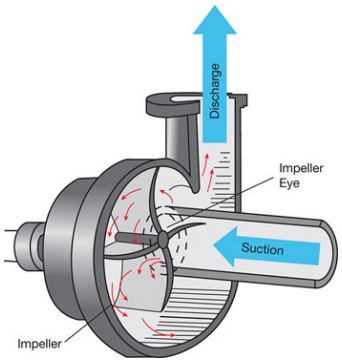


Figure 3.9 – Schematics of a centrifugal pump [37].

Δp_{loss} [Pa] it creates is

$$\Delta p_{\text{loss}} = \Delta p_0 \frac{3600^2}{\rho_0 \rho K_v^2} \dot{m}^2, \tag{3.20}$$

with $\Delta p_0 = 10^5$ Pa= 1 bar, $\rho_0 = 1000$ kg/m^3, ρ [kg/m^3] is the mass density of the fluid passing through the valve and K_v [m^3/h] is the flow coefficient of the valve. The flow coefficient is a measure of how "open" the valve is. More concretely it is by definition for volume flow in m^3/h, of a liquid of density $\rho_0 = 1000$ kg/m^3, that would pass through the valve around which is imposed a pressure difference of $\Delta p_0 = 1$ bar. A valve always causes a pressure drop in the flow direction, as it poses a resistance. Similarly to the friction in pipes, the pressure drop is proportional to the mass flow squared $\Delta p_{\text{loss}} \propto \dot{m}^2$.

The valve, similarly to the pipe, reduces pressure by friction, which heats the fluid as shown in equation (3.19). Therefore there is a temperature increase of

$$\Delta T_{\text{gain,friction}} = \left| \frac{\Delta p}{\rho c_p} \right|. \tag{3.21}$$

3.2.9 Pumps

The pump is an essential component to make the district heating network model work. Its goal is to provide hydraulic energy to the fluid, to make it flow through the pipes so that the substations get the desired flow and compensate the frictional losses.

The model used for this thesis is based on centrifugal pumps. A centrifugal pump works by consuming electricity to make a rotor rotate as shown in Figure 3.9. That rotor has a specific shape to make the fluid inside the pump go in a given direction by using the centrifugal force. In practice, the rotational speed n [1/min] of the rotor can be controlled by setting the corresponding frequency to the electrical supply of the pump's motor. The relation between the mass flow $\dot{m} > 0$ and pressure increase Δp_{raise} [Pa] provided by a pump at rotational speed

n is modelled as

$$\Delta p_{\text{gain}} = a_0 \frac{n^2}{n_0^2} + a_1 \frac{n}{n_0} \dot{m} + a_2 \dot{m}^2, \tag{3.22}$$

with n_0 [1/min] the nominal rotational speed that the pump cannot exceed, technical performance parameters of the pump $a_0 > 0$ [Pa], a_1 [Pa·s/kg] and $a_2 < 0$ [Pa·s^2/kg^2]. To understand the meaning of these parameters, the a_0 corresponds to the pressure gain at nominal speed $n = n_0$ against a huge resistance, so $\dot{m} \to 0$, so $\Delta p_{\text{gain}}(n = n_0, \dot{m} = 0) = a_0$. This is why a_0 must be positive. The parameter a_1 is the derivative of pressure gain with respect to mass flow at nominal speed $n = n_0$ against a huge resistance, so $\frac{\partial \Delta p_{\text{gain}}}{\partial \dot{m}}(n = n_0, \dot{m} = 0) = a_1$. Finally the last coefficient a_2 is negative, which means that for a given rotational speed, if the mass flow is increased sufficiently, the quadratic term $a_2 \dot{m}^2$ will dominate, meaning the pressure gain will start decreasing. Indeed as the fluid flows faster, the pump's fixed rotational speed can apply less and less centrifugal force. And there is even a point at which the pressure gain goes through zero and becomes negative. Starting this point on, the pump acts as a resistance to the flow, because it rotates too slowly.
The hydraulic power $\dot{W}_{\text{hyd}}$ [W] is the power that the pump gives to the fluid by increasing its pressure. It is

$$\dot{W}_{\text{hyd}} = \frac{\dot{m} \Delta p_{\text{gain}}}{\rho}. \tag{3.23}$$

However pumps are not ideal and usually also spend some energy heating the fluid through friction. Therefore the electric power needed depends on the efficiency η [-] of the pump, which is supposed fixed and within limits $\eta \in [0, 1]$ in this thesis' model. So

$$\dot{W}_{\text{elec}} = \dot{W}_{\text{hyd}} + \dot{Q}_{\text{pump,friction}} = \frac{\dot{W}_{\text{hyd}}}{\eta} \tag{3.24}$$

Therefore the pump slightly preheats the fluid, which is why if a precise control over the input temperature is desired, the pump is placed before the boiler. The heat is

$$\dot{Q}_{\text{pump,friction}} = \dot{W}_{\text{hyd}} \frac{1 - \eta}{\eta} \tag{3.25}$$

3.2.10 Hydraulic convergence

The heart of the new model is to find the mass flows throughout the network. The variations of pressures and mass flows throughout the network propagate at close to the speed of sound in the fluid, at approximately 10^3 m/s. This is very fast compared to the other dynamics of the system. For example the temperature changes travel through the network at approximately

the speed of the fluid, because convection governs the dynamics, so at the order of 1 m/s. [19] For this reason the algorithm searches for a stationary hydraulic solution.

To improve the convergence, and make sure that the solution found is physically possible, the pump rotational speeds n [min^{-1}] and the valve flow coefficients K_v [m^3/h] (valve positions) remain constant during the hydraulic convergence. The goal of CitySim is to compute physical solutions, even if the thermal power plant cannot produce enough heat, or the valve is too small to let a desired mass flow through, or the operational regimes of the pumps are not compatible, etc. Letting these pump rotational speeds and valve positions change during the convergence, especially if valves and pumps have incompatible targets, leads can lead to oscillations during the convergence, that may be stuck without a physical solution.

The objective is therefore to find the loop mass flows $\vec{m}_{\text{loop}}$ which are the roots of the error function

$$\vec{F}(\vec{m}_{\text{loop}}) := \mathbf{B} \cdot \vec{\varphi}(\mathbf{B}^T \cdot \vec{m}_{\text{loop}}). \tag{3.26}$$

In other words solve equation

$$\vec{F}(\vec{m}_{\text{loop}}) = \vec{0}. \tag{3.27}$$

We note that a solution exists for this physical problem and is unique. These boundary conditions make sense, the functions are continuous and well behaved. Pumps at a given rotational speed and valves at given openings, in real world result in a specific mass flow configuration in the network.

In our case, the equations are explicit and the derivatives can be computed. Note however that this is true when supposing that the Darcy friction factor's derivative with respect to mass flow is negligible, which is a good approximation. Therefore the Newton method is used to solve this problem and find the root of the error function. To do so the Jacobian matrix $\mathbf{J} \equiv \left[\frac{\partial F_i}{\partial \dot{m}_{\text{loop},j}}\right]_{L\times L}$ needs to be computed.

$$\mathbf{J}(\vec{m}_{\text{loop}}) := \mathbf{B} \cdot \left.\frac{\partial \vec{\varphi}}{\partial \vec{m}_{\text{edge}}}\right|_{\vec{m}_{\text{edge}}=\mathbf{B}^T\cdot\vec{m}_{\text{loop}}} \cdot \mathbf{B}^T \tag{3.28}$$

What is left to compute is the Jacobian matrix for the $\vec{\varphi}$ function, which gives the pressure difference of each edge based on the mass flow taken as argument, as defined in equation (3.10). For each edge, the pressure difference can be computed using only the mass flow through that edge, as summarized in Table 3.2.

Table 3.2 – Pressure loss expressed as a function of mass flow, as well as the derivative, for the different types of edges.

Edge Type	$\Delta p = \varphi(\dot{m})$	$\frac{\partial \varphi}{\partial \dot{m}}$
Pipe	$\frac{L f_D}{4\pi^2 \rho R^5} \lvert\dot{m}\rvert\dot{m} + \rho g \Delta z$	$\frac{L f_D}{2\pi^2 \rho R^5} \lvert\dot{m}\rvert$
Valve	$\Delta p_0 \frac{3600^2}{\rho_0 \rho K_v^2} \lvert\dot{m}\rvert\dot{m}$	$\Delta p_0 \frac{2 \cdot 3600^2}{\rho_0 \rho K_v^2} \lvert\dot{m}\rvert$
Pump	$\begin{cases} -a_0 \frac{n^2}{n_0^2}, \text{ if } \dot{m} < 0, \\ -\left(a_0 \frac{n^2}{n_0^2} + a_1 \frac{n}{n_0}\dot{m} + a_2 \dot{m}^2\right), \text{ else.} \end{cases}$	$\begin{cases} 0, \text{ if } \dot{m} < 0, \\ -\left(a_1 \frac{n}{n_0} + 2 a_2 \dot{m}\right), \text{ else.} \end{cases}$

In Table 3.2, one can notice that the dependence on mass flow is not quite quadratic $\dot{m}^2$, but rather $|\dot{m}|\dot{m}$. This is the case because a pipe and a valve will always reduce the pressure (so positive pressure loss $\Delta p > 0$), in the direction of the flow. To solve the equations numerically, each edge has a direction, in which the mass flow is considered positive when flowing from the tail to the head of the edge. And the pressure loss is also considered positive in the direction of that flow $\Delta p = p_{\text{tail}} - p_{\text{head}}$. With this formalism, in pipes and valves, the pressure loss must have the same sign as the mass flow, justifying the absolute value notation.

One can also notice that the pump's second order polynomial approximation for the pressure is only valid when the mass flow is positive $\dot{m} \geq 0$. For negative mass flows, the pressure is constant and equal to $\varphi(\dot{m} = 0)$. This ensures that the function is continuous, which is better for convergence. This has been added to make more physical sense. Indeed if the polynomial is extended to negative mass flows, it can lead to non-physical results. To understand this, one can note that the polynomial has 2 roots, one is positive $\dot{m}_{\text{root}+}$ and one is negative $\dot{m}_{\text{root}-}$. This is true because the pump rotation is always in range $0 < n \leq n_0$, which implies that $0 < \frac{n}{n_0} \leq 1$. It is also known that for small, positive mass flows, the pressure is increased through the pump. This means that the pressure loss is negative $\Delta p = \varphi(\dot{m} \approx 0) \approx -a_0 n^2 / n_0^2 < 0$, so $a_0 > 0$. It is also true that $a_2 < 0$, indeed if the pump has a given rotational speed, and that the mass flow increases to infinity $\dot{m} \to +\infty$, then the pump overall causes friction, and doesn't rotate fast enough to increase the pressure. This is what the positive root of the polynomial $\dot{m}_{\text{root}+}$ corresponds to, it is the point where the mass flow becomes so large that the rotation of the pump is not fast enough to accelerate the flow, but instead opposes the flow, causing a pressure drop instead of an increase. Extending this polynomial to negative mass flows means that there is a second root $\dot{m}_{\text{root}-}$, and that for $\dot{m} < \dot{m}_{\text{root}-}$, a mass flow going fast enough backwards in the pump, the pressure is actually increased as that flow traverses the pump rotating in opposition to the flow. This indeed doesn't make physical sense, and could lead to non-physical solutions in the system. To avoid this, when the mass flow is negative through the pump, the pressure drop is set to a constant negative value $-a_0 n^2 / n_0^2$.

It is observed that for every edge, the pressure drop through itself depends only on the mass flow through itself, not on the mass flows through other edges. This means that $\frac{\partial \varphi_{\text{edge},i}}{\partial \dot{m}_{\text{edge},j}} = 0$ if

$i \neq j$, so the Jacobian is a $E \times E$ diagonal matrix.

$$\frac{\partial \vec{\varphi}}{\partial \vec{m}_{\text{edge}}} = \text{diag}\left(\frac{\partial \varphi_{\text{edge},1}}{\partial \dot{m}_{\text{edge},1}}, \frac{\partial \varphi_{\text{edge},2}}{\partial \dot{m}_{\text{edge},2}}, \cdots, \frac{\partial \varphi_{\text{edge},E}}{\partial \dot{m}_{\text{edge},E}}\right) \tag{3.29}$$

The Newton scheme is an algorithm that aims to iteratively converge to the roots of an equation system. Its update formula is

$$\vec{m}_{\text{loop}}^{n+1} = \vec{m}_{\text{loop}}^{n} - \left[\mathbf{J}(\vec{m}_{\text{loop}}^{n})\right]^{-1} \cdot \vec{F}(\vec{m}_{\text{loop}}^{n}) \tag{3.30}$$

We note that there is in general no need to invert the Jacobian matrix $\mathbf{J}(\vec{m}_{\text{loop}}^{n})$. Indeed inverting a matrix demands more computations than simply solving the linear equation system

$$\mathbf{J}(\vec{m}_{\text{loop}}^{n})\overrightarrow{\Delta \dot{m}}^{n} = -\vec{F}(\vec{m}_{\text{loop}}^{n}), \tag{3.31}$$

to obtain $\overrightarrow{\Delta \dot{m}}^{n}$, the step vector of size L, such that

$$\vec{m}_{\text{loop}}^{n+1} = \vec{m}_{\text{loop}}^{n} + \overrightarrow{\Delta \dot{m}}^{n}. \tag{3.32}$$

The Newton iteration as shown in equation (3.30) tries to linearize the non-linear function $\vec{F}$ around the trial step $\vec{m}_{\text{loop}}^{n}$. It then choses the solution for that linearized system as next step $\vec{m}_{\text{loop}}^{n+1}$. This works very well and fast when the trial step is close enough to the solution $\vec{m}_{\text{loop}}^{*}$. Indeed the Newton method looks at the local derivatives and performs very well when these don't vary too much. But the Newton method doesn't have a very good global view of the function. If the trial step $\vec{m}_{\text{loop}}^{n}$ is too far away from the solution $\vec{m}_{\text{loop}}^{*}$, the non-linearities can become predominant, making this step inefficient. This can sometimes lead to overshooting the solution, and getting stuck in a cycle by repeatedly overshooting the solution.
To improve the algorithm, the strategy is to try to stay inside the "trust region", where the linearisation is a good enough approximation. To do so, one can perform a damped newton iteration

$$\vec{m}_{\text{loop}}^{n+1} = \vec{m}_{\text{loop}}^{n} + \lambda_n \overrightarrow{\Delta \dot{m}}^{n}, \quad \lambda_n \in]0,1]. \tag{3.33}$$

One can notice that this is a more general case of the basic Newton iteration in equation (3.32), in which there is always $\lambda_n = 1$. The goal now is to find an appropriate damping factor λ, which is not too big, which would leave the trust region, nor too small, which would be an inefficient step.
To do so, the `NLEQ-RES` algorithm presented in [12] is used, with some slight modifications. The notation $||\vec{x}||$ stands for the Euclidean vector norm $||\vec{x}|| = \sqrt{\vec{x}^T \cdot \vec{x}}$. CitySim therefore

implements the instructions presented in Algorithm 1.
Computing the update direction vector $\overrightarrow{\Delta \dot{m}^n}$ requires to solving the linear system of equation, which can be quite computationally demanding. So it is only computed once, then multiples values of λ_n are tested, where the error function $F(\vec{m}^n_{\text{loop}} + \lambda_n \overrightarrow{\Delta \dot{m}^n})$ is evaluated. Indeed it is faster, and better to understand the function globally, to compute multiple times the error function, in order to get a good step size, rather than directly accepting the step and to compute the new direction $\overrightarrow{\Delta \dot{m}^n}$.
In this thesis, for practical reasons, some limits are implemented on the number of loops and "go to"s. This is to avoid that the simulation stays stuck in loops, or takes too long to converge. The chosen values are $n_{\max} = n_{\text{reg test max}} = n_{\text{trial iter max}} = 70$.
For the first iterate $\vec{m}^0_{\text{loop}}$ of the first time `NLEQ-RES` is called, the initial guess is taken as :

- For loops going through the first thermal power station and a substation: the nominal substation flow.
- For loops going through the first thermal power station and backwards trough another thermal power station: the sum of all nominal substation flows divided by the number of thermal power plants.
- For loops that are only in supply pipes, or only in return pipes: a random value uniformly chosen in interval $[0.001, 0.002]$ kg/s.

This corresponds to the flow where every substation has the nominal flow, and all thermal power plants share equally that total demand. A small random value is given to the mass flow in other loops to avoid having mass flows of zero.
Once the `NLEQ-RES` algorithm has already been executed at least once, the first iterate $\vec{m}^0_{\text{loop}}$ is taken as the solution returned by the previous execution of `NLEQ-RES`.
In this thesis, the stop criterion to decide that the algorithm has converged is that for each of the L loops, the sum of pressures around the loop (which we aim the be zero) is less than or equal to $\epsilon = 100$ Pa$= 0.001$ bar. Mathematically this translates to

$$\max_i F_i(\vec{m}^n_{\text{loop}}) \leq \epsilon. \tag{3.34}$$

It can be noted that the algorithm may not even need to perform the time consuming system resolution of equation (3.31) if the convergence criterion is already satisfied by the initial guess. This situation can actually occur quite often if there are no changes in the heat demand of substations from one iteration to the next.
After this algorithm has converged, the mass flows and pressure drops for each edge can be computed using equations (3.7) and (3.10). This algorithm could be improved further by rescaling the vectors and the matrices. This permits better convergence and less unnecessary numerical rounding errors, for example in the linear system resolution. What has already been done is to use the `double` precision of C++, where only floats are use throughout most of the program.

Algorithm 1: A slightly modified version of the `NLEQ-RES` Newton method, to find roots of a non-linear function $\vec{F}$ [12].

Initialize $\vec{m}^0_{\text{loop}}$ with a guess, $\lambda_0 = 1$, $n = 0$ and regTestFailed = false.
Compute $\vec{F}(\vec{m}^0_{\text{loop}})$
while $n < n_{max}$ *and* $\max_i F_i(\vec{m}^n_{loop}) > \epsilon$ *and (not regTestFailed)* **do**
  Compute Jacobian $\mathbf{J}(\vec{m}^n_{\text{loop}})$.
  Compute $\overrightarrow{\Delta m}^n$ by solving linear system $\mathbf{J}(\vec{m}^n_{\text{loop}})\overrightarrow{\Delta m}^n = -\vec{F}(\vec{m}^n_{\text{loop}})$.
  if $n > 0$ **then**
    Compute $\mu_n = \frac{||\vec{F}(\vec{m}^{n-1}_{\text{loop}})||}{||\vec{F}(\vec{m}^n_{\text{loop}})||}\mu'_{n-1}$ and $\lambda_n = \min(1, \mu_n)$.
  end
  Set counters $n_{\text{reg test}} = 0$ and $n_{\text{trial iter}} = 0$.
  Regularity test:
  if $\lambda_n < \lambda_{min}$ **then**
    regTestFailed = true
  else
    Trial iterate: Compute $\vec{m}^{n+1}_{\text{loop}} = \vec{m}^n_{\text{loop}} + \lambda_n\overrightarrow{\Delta m}^n$ and $\vec{F}(\vec{m}^{n+1}_{\text{loop}})$
    Compute $\Theta_n = \frac{||\vec{F}(\vec{m}^{n+1}_{\text{loop}})||}{||\vec{F}(\vec{m}^n_{\text{loop}})||}$ and $\mu'_n = \frac{\lambda_n^2||\vec{F}(\vec{m}^n_{\text{loop}})||}{2||\vec{F}(\vec{m}^{n+1}_{\text{loop}})-(1-\lambda_n)\vec{F}(\vec{m}^n_{\text{loop}})||}$.
    if $\Theta_n \geq 1$ *or* $\Theta_n > 1 - \lambda_n/4$ **then**
      Compute $\lambda'_n = \min(\mu'_n, \lambda_n/2)$ and $\lambda_n = \lambda'_n$.
      if $n_{reg\ test} < n_{reg\ test\ max}$ **then**
        Increment $n_{\text{reg test}} = n_{\text{reg test}} + 1$ and go to *Regularity test.*
      end
    else
      Compute $\lambda'_n = \min(1, \mu'_n)$.
      if $\lambda'_n \geq 4\lambda_n$ **then**
        $\lambda_n = \lambda'_n$
        if $n_{trial\ iter} < n_{trial\ iter\ max}$ **then**
          Increment $n_{\text{trial iter}} = n_{\text{trial iter}} + 1$ and go to *Trial iterate.*
        end
      end
    end
    Accept $\vec{m}^{n+1}_{\text{loop}}$ as next iterate.
    Increment $n = n + 1$.
  end
end
Result: $\vec{m}^{n+1}_{\text{loop}}$ as approximation of $\vec{m}^*_{\text{loop}}$, the root of $\vec{F}$.

3.2.11 Thermal convergence

There is a need to compute the temperatures throughout the system at a fixed hydraulic state, meaning with constant mass flows and pressures. To do so, a convergence is needed by looping through the network, following the mass flows.
Section 3.1.4 describes the basics of how the temperature computed through nodes and edges. Edges, such as pipes, substations or thermal stations, are given an "upstream" temperature that enters it. With that it can compute the "downstream" temperature that exits it, just before the next node. To compute the temperature at a node, one needs all the downstream temperatures from edges flowing to it, then compute an average weighted by the mass flows in each edge according to equation (3.2), This equation ensures energy conservation. The temperature at the node is then given as upstream temperature to all the edges it is connected to, towards which the flow goes.
The looped topologies are much more complex than the branched topologies. Also it is not impossible that the flow goes in the wrong direction. For example if there are two thermal stations near each other, one of them can impose a much bigger pressure difference than the other, meaning that mass flow can run backwards, from supply to return in the weaker thermal station. When the solar thermal injections will be added, flow may also intentionally flow in the wrong direction, for example a substation injecting solar power can pump fluid from return to supply.
To make sure that these cases are well treated, and to not get lost in infinite loops, the algorithm uses the following strategy :

- To initialise, suppose the temperatures in the supply nodes are the same as those from the previous time step.
- For all network components connecting a supply and a return node (thermal stations and substations), those where the flow goes from supply to return compute the downstream temperature.
- Propagate the temperature through all return nodes. In doing so, keep track of which nodes and pipes have already been traversed, to make sure they are only traversed once. Loop on all nodes, verify whether all the downstream temperatures from edges flowing towards him have been computed. If this is the case, compute the node temperature. Then compute the downstream temperatures for all pipes connected to it, towards which the flow goes. Then for all nodes where this leads, check whether the same computation can apply. This should be finished when the temperature of all return nodes have been computed.
- Similarly to second bullet point, propagate from return to supply.
- Similarly to third bullet point, propagate through the supply network.
- The convergence criteria is that node temperatures have changed by less than ϵ [°C] during this loop. If it is not met, repeat from the second bullet point.

Unless mentioned otherwise, this parameter is set at $\epsilon = 0.2$°C.

3.2.12 Overall convergence of valve positions and pump rotations

As we saw at each step the substations have a fixed valve flow coefficients K_v, the pumps have fixed rotational speed n and the hydraulic is converged to get a physical solution. With these fixed positions, the substations and the thermal power plants have specific targets that may not be met. Usually the substations have a target mass flow $\dot{m}_{\text{target}}$ and the thermal power plants usually have a target pressure difference Δp_{target}, that can depend on other parameters, like the mass flow $\Delta p_{\text{target}}(\dot{m})$.
To converge to these target values, a loop is repeated as shown in Algorithm 2 where the K_v and n are updated, then the hydraulics convergence is performed, followed by the thermal convergence. The challenge is to find the appropriate strategy to update the K_v and n to converge overall in a stable and rapid manner.

Algorithm 2: Overall loop to converge to the valve flow coefficients K_v and pump rotational speeds n of the stationary solution where all targets are satisfied.

Initialize $k = 0$, notConverged=true
while $k < k_{max}$ *and notConverged* **do**
  valves.updateKv()
  pumps.updateN()
  convergeHydraulic()
  convergeThermal()
  $\vec{e}_{\text{rel}}$ = computeRelativeError(substations, thermalPowerPlants)
  notConvergence = $(\max_i e_{\text{rel},i} \geq 0.02)$
  $k = k + 1$
end

To measure for convergence, the relative errors are measured. All the elements that are being adjusted in order to reach a target (e.g. substations with mass flow, power plants with differential pressure) compute

$$e_{\text{rel}} = \left| \frac{x_{\text{current}} - x_{\text{target}}}{x_{\text{target}}} \right| \tag{3.35}$$

Different criteria are here possible, and could be implemented. The current algorithm requires that all relative errors be smaller than 0.02, so less than 2% of relative error, to qualify as a convergence. Usually one variable lags behind, and others go beneath that limit much earlier, leaving them iterations to converge even further. Therefore their relative errors are smaller than 2%. Mathematically the convergence criteria is

$$\max_i e_{\text{rel},i} < 0.02 \tag{3.36}$$

For practical reasons, to avoid the algorithm taking too much time, especially if it is stuck in a cycle, a maximum number of iterations is forced $k_{\max}$. The current value is set to $k_{\max} = 100$. The challenge is now to find a way to update the control variables, K_vs and ns, to obtain the

desired target values. The challenge is that the system is strongly coupled and non-linear. Changing one K_v or one n influences the rest of the system.
There is no simple, explicit, easy to compute the gradient of how the target quantities $\dot{m}_{\text{target}}$ and Δp_{target} evolve as the control variables K_v and n are varied. Indeed to see the evolution one has to run the hydraulic convergence Algorithm 1. This excludes the possibility of an explicit gradient form.
There is however a possibility to quantify a gradient, and even the exact solution for a control variable, if one supposes that its modification doesn't change rest of the system. For example, if a substation whose goal is to find the correct flow coefficient K_v to get the desired $\dot{m}_{\text{target}}$ can make the hypothesis that the pressure between its supply and return connections to the network stays at a constant Δp_{ideal}. Then in this ideal case, one can compute the exact

$$K_{v,\text{ideal}} = \dot{m}_{\text{target}} \sqrt{\frac{3600^2}{\rho_0 \rho} \frac{\Delta p_0}{\Delta p_{\text{ideal}}}}. \tag{3.37}$$

This hypothesis in essence is that the substation in particular has a very small influence on the rest of the whole network, which can adapt to the changes in that particular control variable. This hypothesis is indeed when the variation in control variable is small. This is particularly the case when the system is close to the converged solution. In general it also gives the correct direction in which to go (does the K_v need to be increased or decreased), as well as an intensity of the variation. This stays however a very local observation, that does not take into account the rest of the system.
An similar equation can be obtained for the pump rotational speed n. In this case, the hypothesis made is that the mass flow will not change as the control variable n is varied. Similarly, the hypothesis is that the rest of the system, substations and other thermal power plants will adapt in such a way that the mass flows doesn't vary in through that pump. With this ideal hypothesis, one can compute the exact rotational speed needed

$$n_{\text{ideal}} = n_0 \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}, \quad a = -a_0,\ b = -a_1 \dot{m}_{\text{ideal}},\ c = -a_2 \dot{m}_{\text{ideal}}^2 - \Delta p_{\text{target}} \tag{3.38}$$

which results from the resolution of quadratic equation (3.22).
Simply updating using equations (3.38) and (3.37) works well in most cases standard easy cases, but easily gets stuck in cycles, without converging to the correct solution for more challenging district network configurations. For example, when there are multiple thermal power plants. Multiple approaches have been tested, the challenge being to converge to a solution fast, in as few as iterations as possible. The implemented solution is Robbins-Monroe annealing presented in section 3.2.13.

3.2.13 Robbins-Monroe annealing

The idea to converge to the correct control variables K_v and n is to update these variables using the ideal constant environment hypothesis with the equations (3.37) and (3.38), but

with a damping factor that increases at every iteration. For a control variable at x_{prev}, if the ideal value was taken for the new iteration, the step would be

$$\Delta x = x_{\text{ideal}} - x_{\text{prev}}. \tag{3.39}$$

Since all control variables change at once, there is a risk of over-steering which can prevent convergence, by being stuck in a cycle, stepping too far over the solution at each iteration or even by diverging away from the solution. To avoid this, the step can be damped, by multiplying the step by a learning rate γ, as such

$$x_{\text{new}} = x_{\text{prev}} + \gamma \Delta x. \tag{3.40}$$

If a constant γ is used at each iteration, the same problems can occur and convergence may not be obtained. Additionally, if the constant learning rate is small, it may also lead to very slow movements in the state space of control variables, which is also undesirable. The idea is therefore that the learning rate γ_k should be able to change depending on the iteration k, the same k as in Algorithm 2. The learning rate γ_k should decrease as the total number of iterations k increases.

To do so, the learning rate γ_k should decrease sufficiently fast so that the system it somewhat forced to converge, and cannot get stuck oscillating in a cycle. It should also decrease slowly enough so that the system can reach the solution, especially if it was initially far from it. A possibility is to use the Robbins-Monroe conditions

$$\sum_{k=0}^{\infty} \gamma_k = \infty \quad \text{and} \quad \sum_{k=0}^{\infty} \gamma_k^2 < \infty \tag{3.41}$$

This can be achieved with functions of the form

$$\gamma_k = \frac{1}{(1+k)^r}, \text{ with } r \in (0.5, 1]. \tag{3.42}$$

In the current implementation, $r = 0.75$ is used. This is a technique that is used in gradient descent algorithms in machine learning [47]. The name Robbins-Monroe comes from its original use in the stochastic approximation algorithm [42]. It was used to find the zero of a function while dealing with a stochastic noise, it was proved mathematically that such a series respecting these conditions would converge. It is similar to a probabilistic technique used to approximate the global optimum of functions called simulated annealing [27]. It consists of choosing iteratively random points where to evaluate the function, accepting the next step less and less as k increases, steps that are increasing the function. It is inspired from metallurgy where one slowly reduces the temperature in the metal to get bigger crystallization. The final

update formula implemented is

$$x_{k+1} = x_k + \frac{1}{(1+k)^{0.75}}(x_{\text{ideal},k} - x_{\text{k}}). \tag{3.43}$$

3.2.14 PID controller

The PID controller, short for proportional-integral-derivative, is a very widely used industrial control system employing feedback [5]. The mechanism's goal is to make a process variable $y(t)$ follow as much as possible the setpoint $r(t)$, as often as possible in time t. To do so it can actuate a control variable $x(t)$. In our case, with a substation, the process variable y_t is the current mass flow $\dot{m}_t$ through the substation, the setpoint r_t is the target mass flow $\dot{m}_{\text{target},t}$ and the control variable is the flow coefficient K_v.
To achieve the setpoint, the PID controller continuously computes the error

$$e(t) = r(t) - y(t), \tag{3.44}$$

which is naturally the difference between the setpoint and the process variable. It then sets the control variable according to formula

$$x(t) = K_p e(t) + K_i \int_0^t e(\tau)\mathrm{d}\tau + K_d \frac{\mathrm{d}e(t)}{\mathrm{d}t}, \tag{3.45}$$

where K_p, K_i and K_d are positive parameters defined by the engineer. The first term is the proportional term, meaning that if the process variable $y(t)$ is below the setpoint $r(t)$, then the control variable is increased by an amount proportional to the current error $e(t) = r(t) - y(t)$. In second there is the integral term, if the error is on average non zero, the control variable $x(t)$ will be increased, until the average error goes to zero. It is essential to get rid of the offsets. The last term takes into account the derivative of the error. Its goal is to accelerate the convergence and get rid of oscillations. In practice, the derivative term is not always used as it can can cause instabilities.
It is commonly used because it is a very general controller that can work for a wide range of applications. It was initially built in analogue systems, such as automatically steering boats [34]. This mechanism is powerful as it can deal with stochastic noise such as gusts of wind, as well as varying offsets like changing marine currents. In our case the changing environment is made up of over substations and thermal power plants adjusting the valves and pumps throughout the network.
This mechanism doesn't need to know anything about the underlying mechanisms. The only requirement is that an increase in control variable $x(t)$ should increase the process variable $y(t)$ and vice versa. It works better when the couplings are linear, as can be deduced from the proportional term. In our case, this is rather true for the control variable K_v, which when the surrounding pressure stays constant, has a linear relationship with the process variable $\dot{m}$ as

can be seen in equation (3.20). For the pump, the relation between the control variable n and the process variable Δp is quadratic when the mass flow stays constant, but the PID controller can handle it thanks to the integral term. The real challenge is the changing environment.
The numerical implementation of the PID controller is shown in Algorithm 3

Algorithm 3: Pseudo-code of the PID controller class.

Initialize $e_{\text{prev}} \leftarrow 0$ and $e_{\text{integral}} \leftarrow 0$.
Choose appropriate values for K_p, K_i and K_d.
Function *computeControlVariable(r , y)*
  $e \leftarrow r - y$
  $e_{\text{integral}} \leftarrow e_{\text{integral}} + e$
  $e_{\text{deriv}} \leftarrow e - e_{prev}$
  $e_{\text{prev}} \leftarrow e$
  $x \leftarrow K_p \cdot e + K_i \cdot e_{\text{integral}} + K_d \cdot e_{\text{deriv}}$
  return x
end

The downside of the PID controller is that the K_p, K_i, K_d parameters are non-trivial to tune. There are ways for tuning such as the Ziegler-Nichols method [59], but they usually require to disrupt the system many times, and between each disturbance slightly changing the parameters to observe how the fast the system reacts. In practice it would be too computationally demanding to do this for all the PID controllers. What is instead implemented in this thesis are constant coefficients, which are all the same for substation valves $K_p = 0.5$, $K_i = 0.3$, $K_d = 0$. For the thermal power plant pumps, theses values are $K_p = 0.3$, $K_i = 0.2$, $K_d = 0$. One can notice that it is actually only a PI controller, not PID. The derivative term is not kept as it causes instabilities, preventing convergence.
In real life district networks where there are distributed hydraulic pumps using PID controllers, the hydraulic oscillation phenomenon can occur [57]. This is result of multiple uncoordinated PID controllers influencing each other. This can lead to damages in components such as pipes, pumps, etc.
A downside to using PID controllers is that to make sure they converge and stay stable in as many network configurations as possible, one needs to use rather small values for parameters K_p, K_i and K_d. However, this leads to a very slow convergence, where many iterations, are necessary. This is especially penalizing in regimes where the heat demands don't change much, and the system starts close to the solution. In that case directly using the "ideal values" of equations (3.37) and (3.38) converges in almost one step. But the PID controller cannot make use of that value as help, and cannot take advantage of that knowledge to converge faster.

3.2.15 PID Continuous Action Reinforcement Learning Automata [22]

To deal with the problem of choosing the correct valve flow coefficients K_v and pump rotational speed n, the approach of reinforcement learning can be studied. Reinforcement learning is a domain of machine learning, in which agents have to learn behaviour against a dynamic

(sometimes hostile) environment [28]. Agents are entities that have means to observe their surroundings and take actions. In our case, it is the code that governs the valves or the pumps, that can observe the mass flow and differential pressure.
The agent must interact with its environment through trial and error, with the objective to maximize the cumulative reward. In the current case, the agent wants to minimize the error, that is the distance between the process variable and its setpoint. Minimizing the cumulative error would mean the sum total error summed at all time steps. To do so, the agent has to do exploration that is to say, try new actions to see if they improve the result, and learn how to improve its performance. Meanwhile it must also do exploitation, that is to take actions which have high reward. There is always a trade-off between exploration and exploitation. To deal with potential opponents, which can change the result of their actions, or in general with a stochastic, non-easily predictable environment, the agent usually uses itself stochastic strategies [44].
Most of these algorithms are using a discrete action space. In the current case, the action at each time step k, will be to choose a triplet K_p, K_i and K_d. They can take continuous values between predefined min and max values. This leads to the name Continuous Action Reinforcement Learning Automata (CARLA) [22, 23] which uses continuous probability distributions to choose the continuous action. The idea is to have one CARLA for each of the variables K_p, K_i and K_d, so three in total.
Each CARLA keeps, and makes evolve at each step k the probability distribution function $f^k(x)$ over actions x. Initially it is uniformly distributed between the min and max values set by the user

$$f^k(x) = \begin{cases} \dfrac{1}{x_{\max} - x_{\min}}, \text{ if } x_{\min} \leq x \leq x_{\max}, \\ 0, \text{ otherwise.} \end{cases} \tag{3.46}$$

This function is kept in memory by saving the values at N positions $\{x_1, x_2, \ldots, x_N\}$. The simplest way implemented here is to distribute them uniformly with $x_i = \frac{N-i}{N-1} x_{\min} + \frac{i-1}{N-1} x_{\max}$. Paper [23] suggests to sample the positions x_i in a way that depends on the distribution $f^k(x)$, so that the probability between each interval $\int_{x_i}^{x_{i+1}} f^k(x)\mathrm{d}x$ stays constant equal to $\frac{1}{N-1}$. This means sample more where the distribution function is big, and less where it is small. This could be implemented as improvement.
To select the action x^k of the kth step from this probability distribution $f^k(x)$, one samples z^k from $\mathscr{U}(0,1)$, the uniformly distributed random variable on interval $[0,1]$. Then numerically find the value of x^k such that

$$\int_{x_{\min}}^{x^k} f^k(x)\mathrm{d}x = z^k. \tag{3.47}$$

Each action x^k is then evaluated with a cost function J^k. For this thesis, the cost is the absolute value of the difference between the setpoint and the process variable of the PID process

resulting from step k.
The next step is from that cost J^k, to evaluate the performance β^k. To do so, the costs of the previous R steps are kept in memory $\{J^{k-R}, J^{k-R+1}, \ldots, J^{k-1}\}$, and the performance is based on the comparison between the current cost to these previous costs. The formula used is

$$\beta^k = \min\left\{\max\left\{\frac{J_{\text{med}} - J^k}{J_{\text{med}} - J_{\text{min}}}, 0\right\}, 1\right\}, \tag{3.48}$$

where J_{med} and J_{min} are respectively the median and mode of the R previous costs kept in memory. This uses the reward/inaction rule. The performance is zero $\beta^k = 0$ if the current cost is above the median cost $J^k \geq J_{\text{med}}$. Also, the maximum reinforcement reward is one, $\beta^k = 1$, when $J^k \leq J_{\text{min}}$.
The performance is used to update the probability density function according to formula

$$f^{k+1}(x) = \begin{cases} \alpha^k[f^k(x) + \beta^k H(x, x^k)], \text{ if } x_{\text{min}} \leq x \leq x_{\text{max}}, \\ 0, \text{ otherwise.} \end{cases} \tag{3.49}$$

where $H(x, r)$ is a Gaussian centered at r,

$$H(x, r) = \frac{g_h}{x_{\text{max}} - x_{\text{min}}} \exp\left(\frac{(x-r)^2}{-2[g_w(x_{\text{max}} - x_{\text{min}})]^2}\right), \tag{3.50}$$

with g_h and g_w the height and width parameters that determine respectively the speed and resolution of the learning. The values implemented in this thesis are those used by [23], $g_h = 0.3$ and $g_w = 0.02$. To ensure that the probability density function stays normalized, equation (3.49) multiplies by the normalization factor α^k, which is therefore defined by

$$\alpha^k = \frac{1}{\int_{x_{\text{min}}}^{x_{\text{max}}} [f^k(x) + \beta^k H(x, x^k)] \mathrm{d}x} \tag{3.51}$$

which is computed by numerical integration.
The drawbacks of this method is that in the end it is very similar to a regular PID controller and have the same downside that it takes many iterations to converge. On top of that, the distribution functions for the parameters K_p, K_i and K_d also take very long to converge, as many as tens of thousands of iterations. This is usually much less time then the number of pre-simulation days in CitySim. And the fact that sometimes random values are chosen means that the parameters can be too big, causing instabilities and fails to converge.
Some improvements of the CARLA have been proposed [43], which mainly changes the update formula for the probability density function in equation (3.49). This or other modern reinforcement learning techniques could be implemented to try and improve on this thesis' work.

3.2.16 Combination of Ideal and PID

As explained in section 3.2.12, under the "ideal" assumptions that the pressure drop stays constant through the valves, and the mass flows are constant through the pumps, then equations (3.37) and (3.38) can be used to update the control variables K_v and n. This update formula works well when the system is already near the solution, but will often lead to non converging oscillations if the system starts far from the solution.

Based on this observation, an intermediate solution has been implemented. Using the ideal update formula when the system is near the solution, but the PID controller when the system seems stuck in a cycle or far from the solution. The challenge from there is to define exactly how to separate these cases. To do so, every controller computes its relative error, as in equation (3.35). An additional indicator is used, the global relative error $\bar{e}_{\text{rel}}$, which averages the relative errors, with weights w_i proportional to the importance of the desired values. So that a big building with a target flow of 1 kg/s has a relative error that weighs 10 times more than a small house with target flow of 0.1 kg/s.

$$\begin{aligned}\bar{e}_{\text{rel}} &= \sum_i e_{\text{rel},i}\, w_i \\ &= \sum_i \frac{|x_{\text{current},i} - x_{\text{target},i}|}{x_{\text{target},i}} \frac{x_{\text{target},i}}{\sum_j x_{\text{target},j}} \\ &= \frac{\sum_i |x_{\text{current},i} - x_{\text{target},i}|}{\sum_j x_{\text{target},j}}.\end{aligned} \tag{3.52}$$

To avoid mixing quantities of different units in the denominator of the weights (in this case kg/s and Pa), there are two of these quantities $\bar{e}_{\text{rel},\dot{m}}$ and $\bar{e}_{\text{rel},\Delta p}$. To compute $\bar{e}_{\text{rel},\dot{m}}$, take equation (3.52) and replace the x with mass flows through the substations $\dot{m}$. Similarly for $\bar{e}_{\text{rel},\Delta p}$, replace the x with pressure gains at the pumps Δp.

Another quantity worth monitoring to try and detect whether the system is stuck in a cycle is the relative fluctuation of the control variables K_v and n. It measures how big was the change from the previous to the current iteration.

$$f_{\text{rel}} = \frac{|x_{\text{current}} - x_{\text{previous}}|}{x_{\text{current}}} \tag{3.53}$$

Similarly, the global weighted averages can be performed $\bar{f}_{\text{rel},K_v}$ and $\bar{f}_{\text{rel},n}$ according to equation

$$\begin{aligned}\bar{f}_{\text{rel}} &= \sum_i f_{\text{rel},i}\, w_i \\ &= \sum_i \frac{|x_{\text{current},i} - x_{\text{previous},i}|}{x_{\text{current},i}} \frac{x_{\text{current},i}}{\sum_j x_{\text{current},j}} \\ &= \frac{\sum_i |x_{\text{current},i} - x_{\text{previous},i}|}{\sum_j x_{\text{current},j}}.\end{aligned} \tag{3.54}$$

This can be parametrised by assigning a threshold to each : the relative fluctuation, the global relative fluctuation, the relative error and the global relative error. If either value is above its threshold, use the PID, otherwise use the ideal formulas. Automatically finding the appropriate thresholds can be challenging.

3.3 Solar thermal feed-in

This section describes how solar thermal energy is used to heat the network using centralised or decentralised configurations.

3.3.1 Solar thermal collectors

The sun is a very interesting energy source, which can be of great help to decarbonise the energy supply. Its rays hit half of our planet at every instant, with a perpendicular power of 1000 W/m^2 after going through the atmosphere [49], freely available to anyone below it. There is no need to be connected to a network to benefit from this energy source. Of course this is the perpendicular power, depending the location on the globe and time of the year, the ground is not oriented perpendicular to the sun and more atmosphere may need to be crossed, meaning the power per square meter of soil is less. This source is renewable as the sun will continue to shine for billions of years to come.

The environmental impact comes from the construction and disposal of the collectors, as well as the surface they take. During the operation they do not emit greenhouse gases. They can be placed on rooftops to limit the consumption of space. A disadvantage is the intermittent nature of the energy source, and the need of large amounts of materials to make enough panels to satisfy current human energy consumption.

The solar radiation is made up of photons which have a high quality of energy. This is why they can directly be used in photovoltaic panels to generate electricity. However, in practice, the sun is mostly used as a source of heat. It is one of the main heat providers for most houses. This is why most buildings in the northern hemisphere try to orient the windows towards the south.

There are also other ways to harvest the energy of the sun, which are less known to the common public. These methods usually collect energy from the sun, in the form of heat. The particularly interesting on, in the context of district heating are solar thermal collectors. The are multiple types, but the basic concept stays the same, make the sun rays heat the fluid in a pipe.

There are flat collectors as shown in Figure 3.10. It is a panel oriented towards the sun, similar

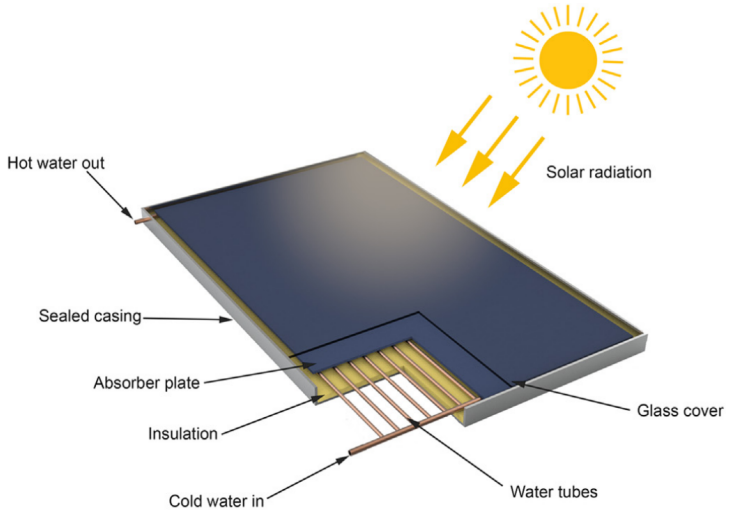


Figure 3.10 – Schematics of a flat plate solar thermal collector [45].

the photo-voltaic panels. At the bottom of the panel is the absorber. It is usually a black material that efficiently captures the photons and heats up in the process. At the top of the panel is a layer of glass that lets some photons through, while keeping the hot air inside the panel from escaping via convection. Inside the panel runs a tube with the heat transfer fluid that flows throughout the panel as it heats up.

The second common type of collectors is the evacuated tubular collector. As shown in Figure 3.11 they are made up of multiple tubes in which the fluid goes back and forth. To improve thermal insulation, there is a layer of vacuum between the fluid tube and the exterior air. This makes evacuated tube collectors usually more efficient compared to flat plate collectors especially when there is a big temperature difference between the outside air and the fluid. However, they are usually more expensive because of the complexity involved in creating the more complex shapes and the vacuum.

Solar thermal panels have the advantage of using cheap, easy to manufacture materials, that are more simple to recycle compared to the photovoltaic counterpart. Solar panels in areas like Switzerland require little maintenance, only to be cleaned from time to time. They are usually linked to heat storage tanks, which therefore offers a flexibility, to deal partly with the intermittent nature of this energy source. The goal in this thesis is to study how solar thermal panels could be used as an energy source in district heating networks.

The solar thermal panels are already implemented in CitySim as described in section 2.1. They are linked to surfaces, such as rooftops of buildings. The efficiency which depends on the fluid and outside temperatures as described in equation (2.1) will be used.

3.3.2 Integration in district heating networks

There are multiple ways to integrate solar thermal energy to a district heating network [20]. The first different lies in the centralized or decentralized nature. Centralized plants are similar to conventional means of heat production in district heating networks. A large field of solar

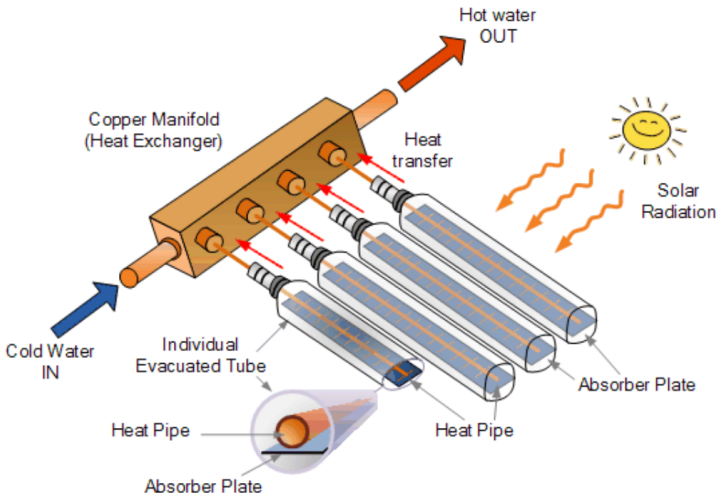


Figure 3.11 – Schematics of a evacuated tube solar thermal collector [53].

thermal collectors harvest the energy from the sun in one central location, and injects that energy into the network similarly to a conventional wood or gas thermal station. Usually they do not operate alone, they need to be assisted by a dispatchable means of production, such as a combined heat and power plant, which consumes wood, gas or wastes. This is especially important to deal with the peaks of heat demand by the consumers, and the intermittent nature of the sun. Without the additional dispatchable means of production, the solar installation would need to be much larger, or have large efficient means to store heat.
The other possibility is to have decentralized solar thermal production. This means that solar collectors of smaller size are installed in multiple locations in the district heating network. The typical case is that they are located on building rooftops, and they serve as a priority to satisfy the heating needs of the building. When buildings with solar thermal collectors are not connected to a solar thermal collector, they store the excess heat produced is a larger than usual storage tank. In the case where too much heat is stored, for example, the temperature of the water based storage is at the critical high limit, then the solar collector must evacuate the excess to the environment to protect the system from over-heating. However if the building is connected to a district heating network, the excess heat can be fed into the network. The heat consumers become heat producers, which gives rise to the name prosumers.
The centralized thermal plants use the classical scheme of taking cold fluid from the return pipes, heating it and re-injecting it into the supply pipe. In this return-supply connection (R/S), in this process to get from the low-pressure return pipes, to the high-pressure supply pipes, one needs to use a pump, which consumes electricity, therefore costing money. There are other possibilities to feed-in the heat as shown in Figure 3.12, the return-return (R/R), the supply-supply (S/S) and the supply-return (S/R). The connections that are most often used are the (R/S) and (R/R). The (S/S) and (S/R) connections on the other hand are rarely used.
Advantages and disadvantages of the different connections are [20, 30] :

- The (S/R), (R/R) and (S/S) connections don't require a pump to function as they do not

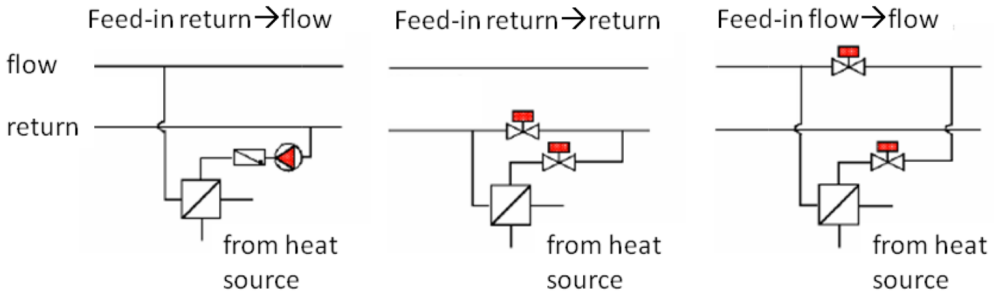


Figure 3.12 – Schematics of different solar thermal feed-in connections [20].

oppose the pressure drop. The (S/R) can use a single valve, similarly to a consuming substation. The (R/R) and (S/S) can use a pair of valves, in order to deviate the desired fraction of the flow from the regular pipe, to the solar thermal system.

- The (S/S) and (S/R) modes both take as input the fluid at hot supply temperature, then heat it further as solar heat is injected. The efficiency of the collector decreases when the fluid is hot, since the temperature difference between the fluid and the outside air is increased. This leads to bad efficiencies.
- The (R/R) and (S/R) connections both heat the return lines. This leads to more thermal losses through the pipes, especially since the return pipes have usually less thick insulation layers. The addition of insulation will be more expensive. The temperature arriving at the conventional thermal station will be higher. For most heating systems this is not desired, as it leads to lower efficiencies (especially in combined heat and power plants, where the Carnot coefficient depends on the temperature difference).
- The (S/S) and (R/R) connections are both don't need pumps at the feed-in location, but they are flow resistance, which is usually not desired by the district heating central operator, as it will cost more electricity for pumping. These also have the disadvantage that they can only work if the feed-in flow is small compared to the rest of the flow. Otherwise it will create a significant temperature increase, which can be problematic because misplaced and not easy tho store if the total solar feed-in power becomes significant.

Rapid and frequent temperature variation cause damage to the pipes and network components. They are to be avoided.
There is a large freedom and complexity in the ways that the decentralised solar thermal power can be injected into the network [30]. The simple scheme of a centralized station doesn't apply any more. As solar power is fed-in it can cause oscillations in temperatures and flows throughout the network. Part of the complexity comes from the decentralisation. If the solar thermal system wants to inject heat, either it imposes the mass flow it wants with a pump, which means that flow direction will reverse in some pipes and perturb the current equilibria. Or the solar thermal system uses valves, and may not have enough flow running through its pipe to inject the available power.

Another part of the complexity comes from the fact that solar thermal power is intermittent. In addition, in efforts to decarbonise the energy, and save money, when solar power is available, it has priority and as much of it as possible is injected. That is, even if consumers don't need it. This means that either there should be a way to dissipate the extra heat, or what usually happens is that there is a large heat storage in the district network, to store it. This gives rise to big seasonal storages, that can store heat over multiple months. This is a way to store the heat overproduction in summer, and use it during the fall and winter.

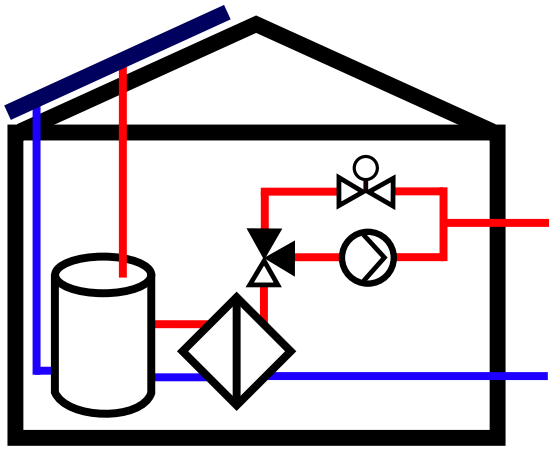


Figure 3.13 – Schematics of the hydraulic model of prosumer substation. When the substation is consuming, the three-way valve connects the heat exchanger to the simple valve, leaving the pump unused. In that case the flow is from supply to return, like a normal substation. When the substation is producing, the three-way valve connects the heat exchanger to the pump, leaving the simple valve unused. In that case the flow is from return to supply.

There are many different possibilities on how to operate a solar district heating system, none of which is universally accepted [17, 21, 6]. There are efforts to optimise the operation of such systems, but each network is different, having its own geometry and components, meaning the objective functions to optimise may vary, and that the results cannot be systematically applicable to other networks [9].

The choice made in this thesis for the control strategy has been decided using different guidelines found, among which [30]. Solar injections are done taking cold fluid from the return pipes, heating it and injecting it into the hot supply network. To fix degrees of freedom, it is imposed that the fluid is injected at the setpoint supply temperature, and the thermal power injected must be the total available solar thermal power.

This will be done via a new type of substation as described in Figure 3.13. When consuming, it uses the path with the simple valve to control the mass flow from supply to return, similarly to a normal substation. When producing, it uses the path with the pump, whose power is adjusted to match the desired mass flow.

When the sun shines very bright, some prosumers may be injecting more flow to the supply pipes than what is consumed by the rest of the consuming substations. To take care of this, the thermal stations equipped with seasonal storage will stop producing heat, and instead store

it. Figure 3.14 shows a schematic of the model. The thermal station can store the excess heat when the flow goes from supply to return, or heat up the fluid with both the thermal storage and the boiler, when the fluid goes from return to supply.

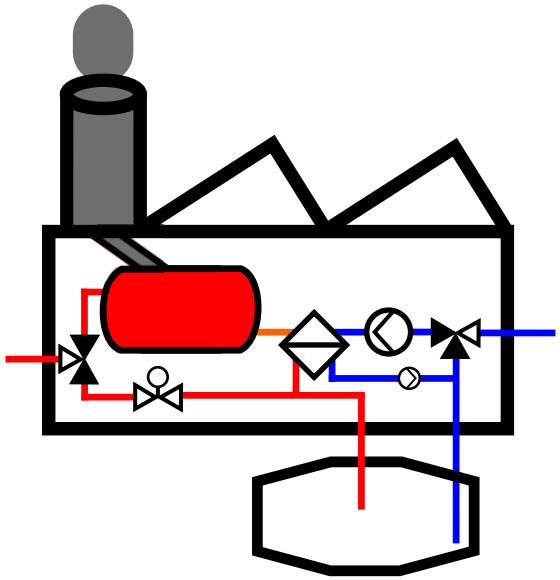


Figure 3.14 – Schematics of the hydraulic model of thermal station with seasonal storage. When the thermal station must store the excess heat, the three-way valves connect the seasonal storage to the outside network. The pumps, the boiler and the heat exchanger are not used, only the simple valve is used to regulate flow and pressure difference. In that case the flow is from supply to return, unlike a normal thermal station. When the thermal station is producing heat, the three-way valves connect the boiler to the outside network. The big pump is used to overcome the pressure difference to get the fluid from return to supply. The small pump is used to make the storage preheat the fluid through the heat exchanger.

3.3.3 Prosumer substation

This section details further the computations and algorithms behind the prosumer substation. In the C++ code, it is implemented by the class `ProsumerSubstation` which is a subclass of `Substation`. It is possible to make simulations with either of these two classes.

There are many possible ways to make hydraulic connections in the secondary side of the substation, to connect the solar thermal collector, the space heating tank, the domestic hot water tank and the substation. Since none of them is universally accepted, and to simplify the simulations, no precise hydraulic layout is used. Instead the overall energetic computations are made.

Algorithm 4 shows how this is done. Its goal is to attribute the solar thermal power to the different uses : to the space heating storage HS, the domestic hot water storage DHW and the power left will be fed into the network. The model uses the notion "fraction of solar power left", as a way to distribute the solar collector's power among these different uses. If $f_{\text{sol left}} > 0$ then the prosumer substation can feed solar power into the district heating network.

Algorithm 4: Determine $f_{\text{sol left}}$ the fraction of solar thermal power that is left to inject in the district heating network.

Initialize $f_{\text{sol left}} \leftarrow 1$
Compute the heat demand $\dot{Q}_{\text{need,HS}}$ and $\dot{Q}_{\text{need,DHW}}$ for HS and DHW tanks.
Based on the $\dot{Q}_{\text{need}}$, compute the maximal power $\dot{Q}_{\text{crit,HS}}$ and $\dot{Q}_{\text{crit,DHW}}$ for HS and DHW tanks, above which they exceed the critical temperature after time step Δt.
Determine which of the HS and DHW tanks gets the solar power in priority (1 ⇒top priority, 2 ⇒least priority).
Compute the solar power that can be produced for the priority tank $\dot{Q}_{\text{sol available,1}} = f(T_1)$ (it is a function of its temperature).
if $\dot{Q}_{sol\ available,1} \leq \dot{Q}_{crit,1}$ **then**
    Use all available solar power $\dot{Q}_{\text{sol used,1}} \leftarrow \dot{Q}_{\text{sol available,1}}$.
    No solar power is left $f_{\text{sol left}} \leftarrow 0$.
    Ask the heating unit for the remaining thermal power.
else
    Only use the critical power $\dot{Q}_{\text{sol used,1}} \leftarrow \dot{Q}_{\text{crit,1}}$.
    The fraction of solar power left is $f_{\text{sol left}} \leftarrow 1 - \frac{\dot{Q}_{\text{sol used,1}}}{\dot{Q}_{\text{sol available,1}}}$.
    Compute the solar power available of the least priority tank if only it is heated $\dot{Q}_{\text{sol available,2}} = f(T_2)$ (it is a function of its temperature).
    Since the top priority tank uses solar power, then $\dot{Q}_{\text{sol available,2}} \leftarrow f_{\text{sol left}} \cdot \dot{Q}_{\text{sol available,2}}$.
    if $\dot{Q}_{sol\ available,2} \leq \dot{Q}_{crit,2}$ **then**
        Use all available solar power $\dot{Q}_{\text{sol used,2}} \leftarrow \dot{Q}_{\text{sol available,2}}$.
        No solar power is left $f_{\text{sol left}} \leftarrow 0$.
        Ask the heating unit for the remaining thermal power.
    else
        Only use the critical power $\dot{Q}_{\text{sol used,2}} \leftarrow \dot{Q}_{\text{crit,2}}$.
        The fraction of solar power left is $f_{\text{sol left}} \leftarrow f_{\text{sol left}} \cdot \left(1 - \frac{\dot{Q}_{\text{sol used,1}}}{\dot{Q}_{\text{sol available,1}}}\right)$.
    end
end
Result: $f_{\text{sol left}}$

When the prosumer substations feed-in hot fluid in the supply network, it must not affect negatively the other heat consumers. More specifically, the supply temperature at which the prosumer injects the fluid must be the same as the global supply temperature setpoint in the network. If the substation injects fluid in the supply network at a colder temperature, it cold lower the overall supply temperature. This could be harmful to certain consumers, for example if the temperature falls below the safe DHW temperature, it may cause health issues as bacteria could develop in the water tank.

Of course the return temperature is also a constraint of the prosumer substation, as it cannot control the upstream temperature of the fluid arriving to him from the rest of the network.

The prosumer's third constraint comes from the sun. It is desired to inject all of the solar power available from the collector. This is in a goal to use as much renewable low-fossil-carbon energy as possible. Also it will save money in fuel since the energy is freely available to the network. If the consumer sells the heat to the network, it is also an advantage for him.

All these constraints on the supply temperature T_{sup} [°C], the return temperature T_{ret} [°C], the solar power to inject $\dot{Q}_{\text{sol}}$ [W] determines the mass flow $\dot{m}_{\text{des}}$ [kg/s] that the prosumer substation desires in the primary network

$$\dot{m}_{\text{des}} = -\frac{\dot{Q}_{\text{sol}}}{(T_{\text{sup}} - T_{\text{ret}})c_p}. \tag{3.55}$$

During the convergence of the system, the return temperature T_{ret} may change, and therefore the power available $\dot{Q}_{\text{sol}}$ as well since it depends on the temperature of the fluid in the panel. This means that at each iteration, the mass flow desired is recomputed using Algorithm 5. After that, a positive $\dot{m}_{\text{des}} \geq 0$ means that the valve is used, and a negative $\dot{m}_{\text{des}} < 0$ means the pump is used (see Figure 3.13).

During the thermal computations to solve system, the algorithm to compute the heat exchanged at the prosumer substation who is feeding-in heat is explained in Algorithm 6. Note this algorithm is called when $\dot{m}_{\text{des}} < 0$, which in the code's convention means that the desired flow is from return to supply. The approximation is made that the temperature of the fluid entering and leaving the solar collector are the same as the temperatures entering and leaving the substation on the primary side : T_{ret} and T_{sup}. Usually there is an imperfect heat exchanger in between the primary circuit and the solar collector. The binary search in this algorithm is important because the thermal power available from the solar collector $\dot{Q}_{\text{avai}}$ depends on the average fluid temperature in the collector, which is the average of the temperature entering and leaving the substation $T_{\text{avg fluid}} \leftarrow \frac{1}{2}(T_{\text{sup}} + T_{\text{ret}})$. But to compute the temperature leaving the substation T_{sup}, also depends on the available solar power $\dot{Q}_{\text{avai}}$. Therefore, a binary search is used to solve this.

To inject the desired solar mass flow $\dot{m}_{\text{des}}$, there are multiple possible control strategies that have been implemented and tested.

- Update the pump rotational speed n with aim to get $\dot{m}_{\text{des}}$. To do so use the "ideal" formula, of the rotational speed that the pump should have if it had the desired mass

Algorithm 5: Determine $\dot{m}_{\text{des}}$ the mass flow desired by the prosumer.

Function *computeProsumerDesiredMassFlow($\dot{Q}_{dem}$, $f_{sol\ left}$, T_{ret}, c_p, climate, day, hour)*

```
if Q̇_dem ≠ 0 then
    // The building demands heat from the substation.
    // Use regular consumer substation algorithm.
    ṁ_des ← Substation::computeDesiredMassFlow(Q̇_dem)
else
    // The building demands no heat from the substation.
    // Feed-in any available solar power.
    T_sup ← computeSetpointTemperature(climate, day, hour)
    T_avg fluid ← (T_sup + T_ret)/2 // Average fluid temperature in solar collector.
    Q̇_sol ← f_sol left · computeSolarThermalPower(T_avg fluid, climate, day, hour);
    if 0 < Q̇_sol and 0.05 < T_sup − T_ret then
        ṁ_des ← −Q̇_sol/((T_sup − T_ret) c_p) // Negative => from return to supply.
    else
        // Don't inject heat, just run pump with a minimal flow.
        ṁ_des ← minimumDesiredPumpFlow()
    end
end
```

Result: $\dot{m}_{\text{des}}$

flow under the current pressure

$$n_{\text{ideal}} = n_0 \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a},\ a = -a_0,\ b = -a_1 \dot{m}_{\text{des}},\ c = -a_2 \dot{m}_{\text{des}}^2 - \Delta p_{\text{current}} \quad (3.56)$$

Using the annealing method of section 3.2.13 to dampen the steps to help convergence.

- Update using a similar formula as the previous bullet point, but suppose that the rest of the system has a constant hydraulic resistance $R = \Delta p_{\text{current}} / \dot{m}_{\text{current}}^2$, so that at the desired mass flow the pressure drop around the rest of the system is $\Delta p_{\text{const}R} = R \dot{m}_{\text{des}}^2$. So use the annealing method of section 3.2.13 applied to the "ideal" formula

$$n_{\text{ideal}} = n_0 \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a},\ a = -a_0,\ b = -a_1 \dot{m}_{\text{des}},\ c = -a_2 \dot{m}_{\text{des}}^2 - \Delta p_{\text{const}R} \quad (3.57)$$

- To help control the small mass flows, a flow control valve is added right after the pump. The pump updates its rotational speed n in order to get a setpoint pressure $\Delta p_{\text{setpoint}}$ around the substation, which preferably the same as the rest of the network producers. The valve updates its flow coefficient K_v to get the desired mass flow. They can both update using the "ideal" formulas along with the annealing damping of section 3.2.13. To update the valve, take the position that the valve should have to get the desired mass flow $\dot{m}_{\text{des}}$, supposing that the pressure drop across the substation (pump+flow control

Algorithm 6: Determine heat exchanged $\dot{Q}_{\text{exchanged}}$ and the temperature supplied T_{sup} by the prosumer substation, with a given current mass flow and return temperature.

Function *computeProsumerHeatExchanged(c_p, ρ, T_{ret}, $\dot{m}_{cur}$, climate, day, hour)*
- $T_{\text{setpoint}} \leftarrow$ computeTargetTemperature(climate, day, hour)
- **if** $T_{setpoint} \leq T_{ret}$ **then**
  - $\dot{Q}_{\text{exchanged}} \leftarrow 0$
  - $T_{\text{sup}} \leftarrow T_{\text{ret}}$
- **else**
  - $\dot{Q}_{\text{need}} \leftarrow -\dot{m}_{\text{cur}} c_p (T_{\text{setpoint}} - T_{\text{ret}})$
  - $T_{\text{avg fluid}} \leftarrow \frac{1}{2}(T_{\text{setpoint}} + T_{\text{ret}})$ `// Average fluid temperature in solar collector.`
  - $\dot{Q}_{\text{avai}} \leftarrow$ computeSolarThermalPower($T_{\text{avg fluid}}$, climate, day, hour)
  - **if** $\dot{Q}_{need} \leq \dot{Q}_{avai}$ **then**
    - `// Sufficient solar power to reach the setpoint temperature.`
    - $\dot{Q}_{\text{exchanged}} \leftarrow \dot{Q}_{\text{need}}$
    - $T_{\text{sup}} \leftarrow T_{\text{setpoint}}$
  - **else**
    - `// Not enough solar power is available to reach the setpoint temperature, find supplied temperature with binary search.`
    - $T_{\text{sup,high}} \leftarrow T_{\text{setpoint}}$
    - $T_{\text{sup,low}} \leftarrow T_{\text{ret}} + \frac{\dot{Q}_{\text{avai}}}{-\dot{m}_{\text{cur}} c_p}$
    - **do**
      - $T_{\text{out,mid}} \leftarrow \frac{1}{2}(T_{\text{sup,high}} + T_{\text{sup,low}})$
      - $T_{\text{avg fluid}} \leftarrow \frac{1}{2}(T_{\text{sup,mid}} + T_{\text{ret}})$
      - $\dot{Q}_{\text{avai}} \leftarrow$ computeSolarThermalPower($T_{\text{avg fluid}}$, climate, day, hour)
      - $T_{\text{sup}} \leftarrow T_{\text{ret}} + \frac{\dot{Q}_{\text{avai}}}{-\dot{m}_{\text{cur}} c_p}$
      - **if** $T_{sup,mid} > T_{sup}$ **then**
        - $T_{\text{sup,high}} \leftarrow T_{\text{sup,mid}}$
      - **else**
        - $T_{\text{sup,low}} \leftarrow T_{\text{sup,mid}}$
      - **end**
    - **while** $|T_{sup} - T_{sup,mid}| > 0.05$ *and* $|T_{sup,high} - T_{sup,low}| > 0.05$;
    - $\dot{Q}_{\text{exchanged}} \leftarrow \dot{Q}_{\text{avai}}$
  - **end**
- **end**

end

valve) stays the same as the current $\Delta p_{\text{sub,current}}$, and the pressure gain through the pump is the one with current rotational speed n_{current} and desired mass flow $\dot{m}_{\text{des}}$

$$K_{v,\text{ideal}} = \dot{m}_{\text{des}} \sqrt{\frac{3600^2}{\rho_0 \rho} \frac{\Delta p_0}{\left[a_0 \frac{n_{\text{current}}^2}{n_0^2} + a_1 \dot{m}_{\text{des}} \frac{n_{\text{current}}}{n_0} + a_2 \dot{m}_{\text{des}}^2\right] - \Delta p_{\text{sub,current}}}}. \quad (3.58)$$

To update the rotational speed of the pump, take the ideal speed that the pump would need so that the current mass flow $\dot{m}_{\text{current}}$ has pressure increased to get the setpoint pressure drop $\Delta p_{\text{sub,setpoint}}$ across the total substation. Supposing that the control flow valve's current position $K_{v,\text{current}}$ and the current mass flow stay the same, the pressure drop through the valve also stays the same as the current $\Delta p_{\text{val,current}}$.

$$n_{\text{ideal}} = n_0 \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}, a = -a_0,\ b = -a_1 \dot{m}_{\text{current}},\ c = -a_2 \dot{m}_{\text{current}}^2 + \Delta p_{\text{val,current}} + \Delta p_{\text{sub,setpoint}} \quad (3.59)$$

3.3.4 Thermal stations with seasonal storage

This section details further the computations and algorithms behind the thermal station with seasonal storage, that accompany the prosumer substations, to store the excess heat produced. A basic scheme is shown in Figure 3.14. In the C++ code, it is implemented by the class `SeasonalStorageHeatingThermalStation` which is a subclass of `ThermalStation`. It is possible to make simulations with either of these two classes.

Operation mode

The first the thermal station must now determine in which operation mode it is. There is the normal producer mode, where the pump is used to make liquid flow from return to supply and the fluid is heated with both the seasonal storage and the heating unit. And the new mode is when the prosumer substations are injecting too much flow, in which case the thermal station lets the flow run from supply to return through its valve, which makes it possible to get the sufficient pressure drop, and it stores the heat in the seasonal storage.
The function to determine which operation mode is used is shown in Algorithm 7. It sums all the desired mass flows of the substations. Prosumer substations that feed-in will contribute negatively. If the total is negative, then the storage mode is used, else the producer mode is used.

Update control variables

If the producer mode is on, the pump is used, and its rotational speed n needs to be updated to get the desired pressure setpoint $\Delta p_{\text{setpoint}} = f(\dot{m}_{\text{current}})$ [Pa], which can depend on the current mass flow. This is done in the same way as a regular thermal station.
If the storage mode is on, the valve is used, and its flow coefficient K_v needs to be updated. There are multiple possible control strategies that have been implemented and tested.

- Update with aim to get the pressure difference setpoint $\Delta p_{\text{setpoint}} = f(\dot{m})$. To do so use

Algorithm 7: Determine for the thermal stations the mode to use.

```
Function updateOperationMode(substations, thermalStations)
    flowSupplyToReturn← 0
    for s in substations do
        totalFlow ← totalFlow + s.getDesiredMassFlow()
    endfor
    for t in thermalStations do
        if flowSupplyToReturn≤ 0 then
            t.turnStorageModeOn();
        else
            t.turnStorageModeOff();
        end
    endfor
end
```

the "ideal" formula, of the position that the valve should have to get the current mass flow with the desired pressure

$$K_{v,\text{ideal}} = \dot{m}_{\text{current}} \sqrt{\frac{3600^2}{\rho_0 \rho} \frac{\Delta p_0}{\Delta p_{\text{setpoint}}}}. \tag{3.60}$$

Using the annealing method of section 3.2.13 to dampen the steps to help convergence.

- Keep the valve at a constant position with no objective. It is considered to have converged. This static behaviour can help the prosumers to adapt more easily to impose their desired mass flows.

- The thermal stations add up all the mass flows that prosumers want to inject, and subtract all the mass flows that the consuming substations want the consume. This gives the total flow they should share. They then divide this load among all thermal stations with storage. For example divide equally, or proportional to the size of storage, etc. This defines a desired target mass flow $\dot{m}_{\text{target}}$. Then update the valve position with "ideal" formula of the position that the valve should have to get this mass flow under the current pressure $\Delta p_{\text{current}}$ [Pa]

$$K_{v,\text{ideal}} = \dot{m}_{\text{target}} \sqrt{\frac{3600^2}{\rho_0 \rho} \frac{\Delta p_0}{\Delta p_{\text{current}}}}. \tag{3.61}$$

Use the annealing method of section 3.2.13 to dampen the step.

Storage

In real life, different types seasonal storages exist and are used [20]. They can vary in price, efficiency and some can only be installed in specific locations, depending on the local geology. There are Tank Thermal Energy Storage (TTES) which in short are big tanks storing a fluid which will store the heat. Also there are Pit Thermal Energy Storage (PTES) in which the tank

is buried and can contain a water-gravel mixture to store the heat. Then the Borehole Thermal Energy Storages (BTES) and Aquifer Thermal Energy Storages (ATES) actually store the heat in the soil, heating up the ground. The BTES has vertical borehole heat exchangers which is a closed system, the fluid stays in the tube. The ATES is an open system, that sends the fluid in an aquifer which is used as a tank.
In this thesis a simple model for heat storage was implemented, but more complicated variations can be added in the future. the model is a completely isolated tank of fluid. Its total heat capacity is C_{sto} [J/K]. The fluid in the storage tank has a uniform temperature T_{sto} [K].
To exchange heat with storage, a flow of $\dot{m}$ [kg/s] of fluid at temperature T_{in} [K], with specific c_p [J/(K kg)]. The fluid arriving mixes with the fluid in the storage tank. And a stream of the same mass flow $\dot{m}$ exits the tank with a temperature of $T_{\text{out}} = T_{\text{sto}}$. This gives a differential equation on how the temperature of the storage T_{sto} should evolve in equation (3.62).

$$\dot{m}c_p(T_{\text{in}} - T_{\text{sto}}) = C_{\text{sto}}\frac{\mathrm{d}T_{\text{sto}}}{\mathrm{d}t} \tag{3.62}$$

This can be solve analytically, as shown in equation (3.63). Basically the temperature of the storage starts a initial $T_{\text{sto}}(t=0)$, then exponentially decays to the T_{in}, the temperature at which the fluid is injected. The decay rate is $\frac{\dot{m}c_p}{C_{\text{sto}}}$ [1/s]. Quite intuitively, the rate increases as the mass flow injected $\dot{m}$ increases, but the rate decreases as the thermal capacity of the tank C_{sto} increases.

$$T_{\text{sto}}(t) = T_{\text{in}} + [T_{\text{sto}}(t=0) - T_{\text{in}}]\exp\left(-\frac{\dot{m}c_p}{C_{\text{sto}}}t\right) \tag{3.63}$$

Since CitySim is discretized in time in steps of Δt, and the temperature cannot evolve continuously. The current goal not to determine what the temperature of the tank is after Δt, but to compute an approximate constant power $\overline{\dot{Q}}$ [W] given to the storage during that time step. This thesis' model approximates that a final temperature reached by the storage is $T_{\text{sto}}(t=\Delta t) = T_{\text{in}} + [T_{\text{sto}}(t=0) - T_{\text{in}}]\exp\left(-\frac{\dot{m}c_p}{C_{\text{sto}}}\Delta t\right)$, so therefore the total energy given to the tank is $C_{\text{sto}}[T_{\text{sto}}(t=\Delta t) - T_{\text{sto}}(t=0)]$. Meaning that the average power given is

$$\overline{\dot{Q}} = \frac{C_{\text{sto}}[T_{\text{sto}}(t=\Delta t) - T_{\text{sto}}(t=0)]}{\Delta t}. \tag{3.64}$$

With this approximation of a constant heat exchanged, one can also approximate the temperature of the fluid exiting the tank $\overline{T}_{\text{out}}$ as constant and equal to

$$\begin{aligned}\overline{T}_{\text{out}} &= T_{\text{in}} - \frac{\overline{\dot{Q}}}{\dot{m}c_p} \\ &= T_{\text{in}} - \frac{C_{\text{sto}}}{\dot{m}c_p\Delta t}[T_{\text{sto}}(t=0) - T_{\text{in}}]\left[\exp\left(-\frac{\dot{m}c_p\Delta t}{C_{\text{sto}}}\right) - 1\right]\end{aligned} \tag{3.65}$$

Once the system has converged for the given time step, the temperature of the storage is updated with

$$T_{\text{sto}}(t=\Delta t) = T_{\text{in}} + [T_{\text{sto}}(t=0) - T_{\text{in}}] \exp\left(-\frac{\dot{m}c_p}{C_{\text{sto}}}\Delta t\right) \tag{3.66}$$

Of course this heat exchange is only performed if $T_{\text{in}} > T_{\text{sto}}$ when the thermal station is in storage mode, or if $T_{\text{in}} < T_{\text{sto}}$ when the thermal station is in heat production mode. Otherwise, no heat is exchanged, for example by deviating the flow through a bypass, and $\overline{T}_{\text{out}} = T_{\text{in}}$. When the thermal storage is in production mode, it uses the storage with this kind of heat exchange to possibly preheat the fluid.

3.3.5 Overall Control

A new version of Algorithm 2 is required as shown in Algorithm 8. During producer mode, the prosumers must adapt the desired mass flow to the temperatures at its return node. This means that there objective changes, so it must be updated at each step. Similarly this may affect the operation mode of the thermal stations, which depends on the sum of the desired mass flows of substations.

Algorithm 8: Overall loop to converge to the valve flow coefficients K_v and pump rotational speeds n of the stationary solution where all targets are satisfied. Similar to Algorithm 2, but adapted for prosumer substations.

Initialize $k = 0$, notConverged=true
updateProsumerDesiredMassFlow()
updateThermalStationOperationMode()
while $k < k_{max}$ *and notConverged* **do**
    `// Update control variable positions.`
    valves.updateKv()
    pumps.updateN()
    `// Converge the system with the new control variables.`
    convergeHydraulic()
    convergeThermal()
    `// Update the desired mass flows and operation modes.`
    updateProsumerDesiredMassFlow();
    updateThermalStationOperationMode();
    `// Check for convergence.`
    $\vec{e}_{\text{rel}}$ = computeRelativeError(substations, thermalPowerPlants)
    notConvergence = ($\max_i e_{\text{rel},i} \geq 0.02$)
    $k = k + 1$
end

3.4 Miscellaneous contributions

Additions miscellaneous codes and scripts have been implemented. during this thesis

The algorithm to distribute the solar thermal energy among the heat storage tank and the domestic hot water tank has been modified. The idea is to establish a priority among the two. Since the efficiency of the solar collector decreases as the temperature of the fluid to heat increases, the priority tends to favour the space heating tank, which is colder. Also has to be taken into account the fact that the space heating systems are turned on only during a user determined set of days $\mathscr{D}_{\text{heating days}}$, usually during the winter. In section 2.1, it is explained that the heating unit only heats a tank when it goes below its lower boundary T_{min} [°C] and brings it to an upper boundary T_{max} [°C]. The solar thermal can be used to heat past this upper boundary if sufficient solar thermal power is available, however, there is a critical temperature that must not be exceeded T_{crit} [°C], for example around 90°C to protect the material from being damaged by overheating. If the solar thermal reaches this critical temperature, it stops heating that tank, and computes the solar fraction left $f_{\text{sol left}}$ [-], which can be seen as the fraction of the time step left where solar thermal power is unused, as explained in section 3.3.3. It then gives the rest of the solar thermal fraction to the non-prioritised tank. If this tank also reaches the critical temperature, it computes the solar fraction still left, to potentially inject into the district heating network. Algorithm 9 describes how the priority is set between the heat storage tank (HS) and the domestic hot water tank (DHW).

Algorithm 9: Instructions to determine which tank has priority to benefit from the solar thermal power.

if $\dot{Q}_{\textit{space heating needs}} \leq 0$ *or* $\textit{day}_{\textit{current}} \notin \mathscr{D}_{\textit{heating days}}$ **then**
  $b_{\text{prioritise DHW}} \leftarrow$true
else
  $T_{\text{next HS}} \leftarrow$ computeTempAtEndOfTimeStepWithoutSolarPowerAdded(tank_{HS})
  $T_{\text{next DHW}} \leftarrow$ computeTempAtEndOfTimeStepWithoutSolarPowerAdded(tank_{DHW})
  if $T_{\textit{next HS}} > T_{\textit{min HS}}$ *and* $T_{\textit{next DHW}} < T_{\textit{min DHW}}$ **then**
    $b_{\text{prioritise DHW}} \leftarrow$true
  else
    $b_{\text{prioritise DHW}} \leftarrow$false
  end
end
Result: $b_{\text{prioritise DHW}}$

There have also been scripts implemented to determine building thermal properties. As input, it takes basic statistical data of buildings such as the year of construction, of renovation, the type of activity in the building, the ground footprint etc. It uses these information to approximate the infiltration rate, the insulation materials of walls and roofs, window percentage of the walls, and so on. This is done using the results from Perez [38]. This can be used to directly create an input file in a format compatible with CitySim. It is useful to make the input files to simulate real case studies with numerous buildings.

4 Results and discussions

The objective of this section is to make sure that the software and models developed in section 3 produce results with sufficient accuracy and similarities with reality. This way, it can be used to answer the problematic brought in section 1.3. More specifically the importance is to validate, verify and compare the models added to the CitySim software by this thesis, that is to say, the district network simulations.
Sources of error can come from the models themselves. The models can over-simplify reality, in a way that real-life effects cannot be recreated.
Errors can also come from the discretisation. Computers cannot model continuous reality, so a discretisation process is necessary and there is a possibility to overlook physical realities. In the present case, the discretisation in time, with steady-state solutions found at each iteration, limits the possibility to model the non-equilibrium phenomena, for example when consumers change rapidly their consumption, meaning that the thermal station temporarily doesn't produce the correct input temperature in the network as the boiler takes time to adapt.
Errors can come from the algorithms that are used to solve certain system of equations. In the present case, this applies for example to the Newton method described in section 3.2.10. Under certain circumstances, they can not converge to the correct solution. Possibly because the system is too complex or non-linear, or the machine precision is not sufficient in the case of an ill-conditioned problem.
Programming such a complex model can also lead to errors or bugs. There can be typing mistakes, special cases that have not been thought of, and so on. This calls for many verifications of the multiple modules, possibly separating them individually to check their behaviors and detect problems.
In computational science and engineering, the validation is to check whether the mathematical model and equations are good enough to recreate real physical events or effect. The verification process is to make sure that the program implementation of the mathematical model is done with enough precision [41].
To validate and verify the model, there are multiple methods [36] :

- Comparing to measured data. This is one of the best and most desirable method to test against a real life district network. Unfortunately it can be complicated to get good data. Private companies operating the network have sometimes no use in taking frequent measurements of different variables of the network. And even less interest in making it

available for research. It can also cause confidentiality problems, if they do not want to show the performance of the network they operate. Also confidentiality issue can arise from the private nature of the heat consumption data of the users. Mostly difficulties can come from the reliability, quality and completeness of the measurements. For practical issues there can be missing data, if apparatus has stopped working for a certain period of time, or if the information is so old that it got lost over time (the depth of a pipe). Also it can be inaccurate if a cheap sensor is used for non-precise applications, or if a sensor is poorly calibrated.

- Plausibility check. This can involve checking whether the results contradict theories considered as certain. For example checking that the energy is overall conserved in the system. This approach can be useful to detect errors in the implementation of the program. But it is limited as it doesn't check specifically the system modelled, only certain global aspects.

- Comparing against other higher class models or exact mathematical computations. In the present case it will be too complicated to compare the whole network to a perfect mathematical model. The computations required are often too complicated. This can be applied to small parts of the problem, such as a toy network with few components. Other higher class models for this applications are not easily available and implementable, or compatible.

For this thesis, a comparison with measured data in the district heating network of Broc, Switzerland has been made.

4.1 Branched network Broc case study

Broc is a city in the Fribourg canton of Western Switzerland. It is located at the upstream end of the Lake of Gruyère, at the foot of the Alps and is famous for its chocolate factory. As Figure 4.1 shows, the village stands at the top of a hill.
Our interest is the Broc district heating network, which is plotted in Figure 4.2. This network is branched, so it doesn't have a mesh topology with any loop. Most of the network is flat, located on top of the hill at an elevation of about 715 meters above sea level. Although the thermal station is located lower, near the river, at an altitude of about 680 meters.

4.1.1 Network geographic data

The data obtained to describe the geography and topology of the graph was obtained and formatted by Giona Galizia, who has been of great help and support during this thesis. The information is stored in SQL type databases.
A table in the database described the "Network Points" as shown in Figure 4.3. This corresponds best to what is referred in this thesis by a node (the half of a node pair). In this representation, the network point can be a simple junction between two pipes, either a straight, or an elbow of 90° or 135°. The points can also joint three pipes, usually in a T joint. Finally points can also be end points of the network, such as the entry to a thermal station, a

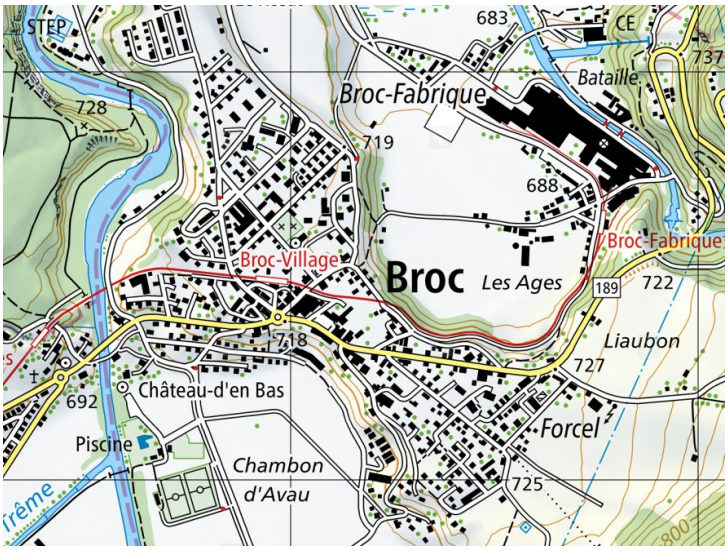


Figure 4.1 – Topographic map of Broc [51].

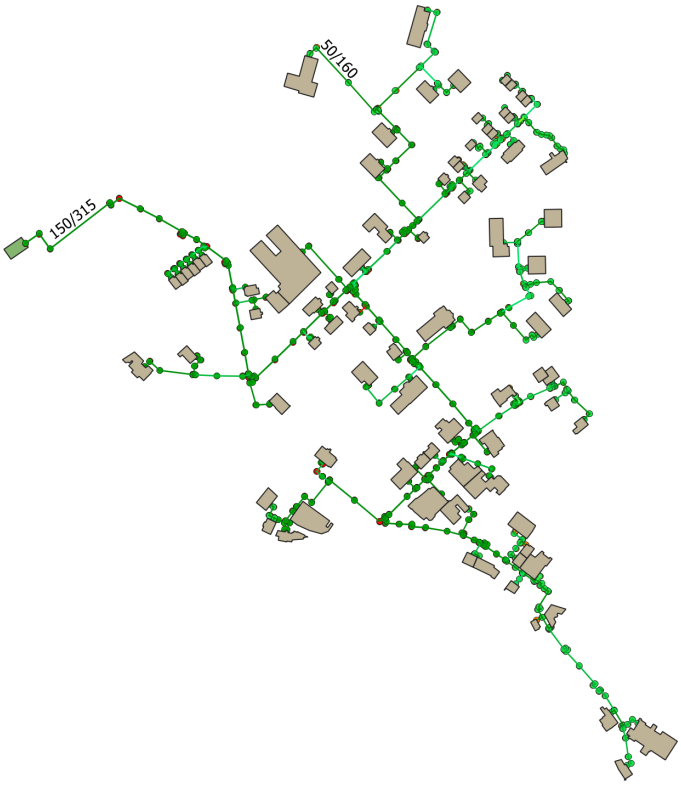


Figure 4.2 – Layout of Broc district heating network. The thermal station is the green building at the top left of the map. Plot made using QGIS software [39].

to a consumer's heat exchanger (HX). The table contained a unique id (npid), the geometry in GIS format, the "warmth", which indicates if it is in the supply or return pipeline network, the type, the altitude, the longitude (X), the latitude (Y). In Figure 4.3, the temperature ("temp") and pressure columns are results from another simulation model called Eguzky, but were not used apart from checking the overall sanity of the simulation results.

npid	geom	warmth	type	temp	pressure	altitude	X	Y
A.39.44	0104000020E6100000010000	warm	HX	83.9084	432.015	720	7.100421497	46.60715284
A.39.31.1	0104000020E6100000010000	warm	elbow 90°	84.6569	440.427	718.9	7.100407223	46.60663838
A.39.31.3	0104000020E6100000010000	warm	straight	84.654	440.382	718.78	7.100412259	46.60665747
A.39.31.4	0104000020E6100000010000	warm	straight	84.6413	440.304	718.82	7.100361101	46.60668741
A.75.5.1	0104000020E6100000010000	warm	straight	84.5074	437.157	718.19	7.098279327	46.60371208
A.39.14.14	0104000020E6100000010000	warm	straight	84.7091	441.398	717.9	7.099392075	46.60725658
A.1	0104000020E6100000010000	warm	start heating station	85	536.418	682.38	7.094499082	46.60573539

Figure 4.3 – Database table containing information of the Broc network points.

The next important table used contains the pipe information as shown in Figure 4.4. The columns used are the identification number (pid), the two network points that is connects (startpoint and endpoint), the length and the nominal diameter (dn). The nominal diameter is a European convention to describe the size of pipe diameters, a table describing the linear conversion to millimeters can be found at [33]. In Figure 4.4, the "dn" column contains two numbers separated by a slash. The first number is the inner diameter of the pipe. The second number is the outer diameter, taking into account the insulation thickness. A small script extracted all this information to put it in the XML format compatible with the CitySim software developed in this thesis.

pid	geom	startpoint	endpoint	length	dn	material	pressure_head	flow_rate	delta_t	flow_speed	T-Straight
602	0105000020E61000000100	A.1	A.2	15.62603	150/315		142.772	125.73	0	1.73053	False
657	0105000020E61000000100	A.2	A.3	17.78091	150/315		142.772	125.73	0	1.73053	False
803	0105000020E61000000100	A.4	A.5	2.39938	150/315		142.772	125.73	0	1.73053	False
853	0105000020E61000000100	A.5	A.6	9.873019	150/315		142.772	125.73	0	1.73053	False
603	0105000020E61000000100	A.10	A.11	1.188506	150/315		142.772	125.73	0	1.73053	False

Figure 4.4 – Database table containing information of the Broc pipes.

The "Heating Stations" table contained the information about the only thermal station of this network as shown in Figure 4.5. The "Substations" table contains information on the substations linked to the network as shown in Figure 4.6. Not all information is needed for our purposes. Among the most useful are the construction year, to help make estimations for the building thermal performances (e.g. insulations types), and size of the heat exchanger of the substation.

chsid	geom	t_go	t_return	power_tot	static_p	dynamic_p	t_delta
1	0106000020155500000010000	85	55				25

Figure 4.5 – Database table containing information of the Broc heating station.

id	geom	coverage	ssid	height	egid	altitude	infiltration_rate	gbauj	volume	occupancytype	n_floors	blindslambda	blindsirradiancecutoff	nopeople	zone	NPID_in	NPID_out	walltype_id	heating_year	max_heating_hour	Kvs	heating_hour_temp
12	0106	1279	BCA	0	8402475	0	1.01	1950	2000	1	3	0.017	300	5	1	A.78.3	R.78.3	2	34000000	17000	1.6	25000
94	0106	770	BCA	0	4840257	0	1.01	1950	2000	1	3	0.017	300	5	1	A.35.9	R.35.9	2	285000000	157350	4.9	100000
34	0106	966	BCA	0	4759329	0	1.01	1950	2000	1	3	0.017	300	5	1	A.38.9.6	R.38.9.6	2	42000000	21000	1.6	25000

Figure 4.6 – Rows from the database table containing information of the Broc substations (anonymised data, this is an example).

In this thesis' representation of a network, there is no need for the nodes that connect two pipes with a straight joint or 90°. This would be useful if the punctual charge losses were computed in these areas, but this isn't currently the case. Therefore a small script has been implemented to detect and delete such nodes, and to fuse the two consecutive pipes into one with a combined length. If the diameters changed, the two pipes were kept separate.

For the branched version of the code, there was a need for a script to determine the direction of each pipe. The algorithm starts from the thermal station and propagates outward to determine which end of the pipe goes towards the heating station.

The information on the operational control of the thermal station was obtained by the work of Jason Galley [16]. These control settings were taken on April 26 2019, but they rarely significantly change, if they are altered. Figure 4.7 shows how the temperature that the thermal station injects into the district network is determined. It is a continuous function linear by parts of the exterior temperature averaged over the last 24 hours. The general idea is that if the exterior temperature is decreases, it is colder outside, so there will be more heat losses in pipes, and consumers need more heat, so to make sure that all needs are satisfied, the supply temperature is increased. There is also a minimum and maximum supply temperature : above 15°C of exterior temperature, the supplied temperature setpoint stays constant at 75°C and below -10°C of exterior temperature, the supplied temperature setpoint stays constant at 90°C. The exterior temperature is averaged over the last 24 hours to avoid frequent changes and smooth out the setpoint temperature. Specifically it will average out the day-night oscillation, which can have quite a big amplitude. This setpoint using Figure 4.7 is the operation mode during winter. There is also an operation mode in summer which is a constant supply temperature of 75°C. The system changes from winter to summer mode when the average exterior temperature over the last 24 hours passes above 16°C. And it changes from summer to winter mode when the average exterior temperature over the last 24 hours passes below 5°C. This hysteresis ensures that the during the spring and autumn the transition between the two modes occurs once, and that it doesn't switch back and forth between the two. This setpoint will determine the power asked to the heat producer, which in this case are wood and gas boilers.

Figure 4.8 shows how the setpoint of the differential pressure is chosen. This controls the power supplied to the pump that makes the fluid go in the district network. The differential pressure is function linear by parts of the mass flow averaged over the last 15 minutes. Again the average is to smooth out the fluctuations, while still being an appropriate reaction time to a changing demand from the consumers. The general idea is that if the consumers need more heat, they open the valves to demand more flow. In this case the mass flow through the thermal station increases, to make sure the consumers get as much flow as needed, the differential pressure is increased, to overcome the increasing pressure losses (which are generally proportional to the

square of the mass flow in pipes).

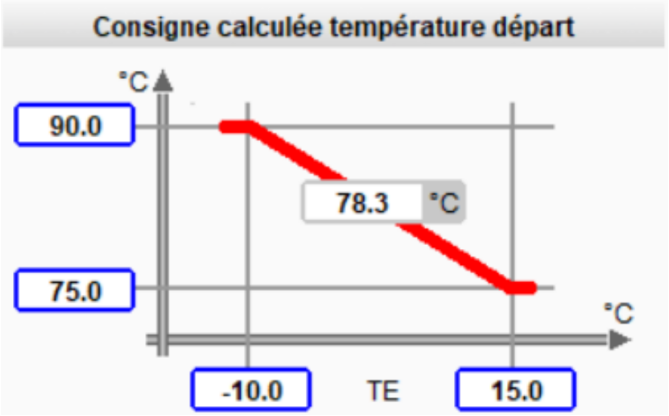


Figure 4.7 – Setpoint for the temperature inputed at the supply of the Broc district network [16]. This temperature is a function linear by parts of the exterior temperature averaged over the last 24 hours.

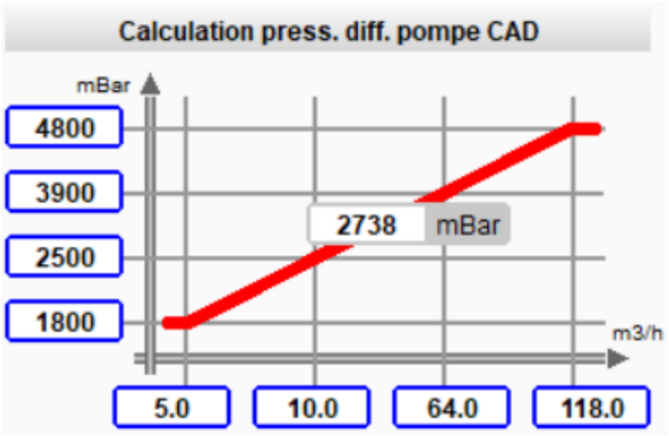


Figure 4.8 – Setpoint for the differential pressure in the Broc thermal station [16]. The differential pressure is a function linear by parts of the mass flow that the consumers are taking.

These two types of setpoints are implemented in the CitySim program, in a more general version, in order to have any linear by parts function of exterior temperature or mass flow.

4.1.2 Exterior temperature

To improve the simulation results, it is important to have the correct parameters such as the exterior temperatures. The exterior air temperature is used in the computation of the setpoint supply temperature, and the surface temperature of the soil is used for the computations of thermal losses in the pipes.
For the exterior air temperature, two sources were available. The first source is a Meteonorm file [3] which has air temperature for a given year along with multiple other variables such as soil temperature. The second source is are files from the Broc district network thermal station,

that contains the recorded exterior temperature. Figure 4.9 shows the comparison of the two sources. They differ slightly as the Meteonorm file is not a direct measure of the temperature in Broc, but an is actually an interpolation based on the temperature measurements of nearby cities, with the help of a weather model. The supply setpoint temperature is computed using the temperature measured at the thermal station, not the Meteonorm file. So for future purposes, the temperature in the CitySim climate file was changed, it does not take the Meteonorm value anymore, but the measured value at Broc thermal station.

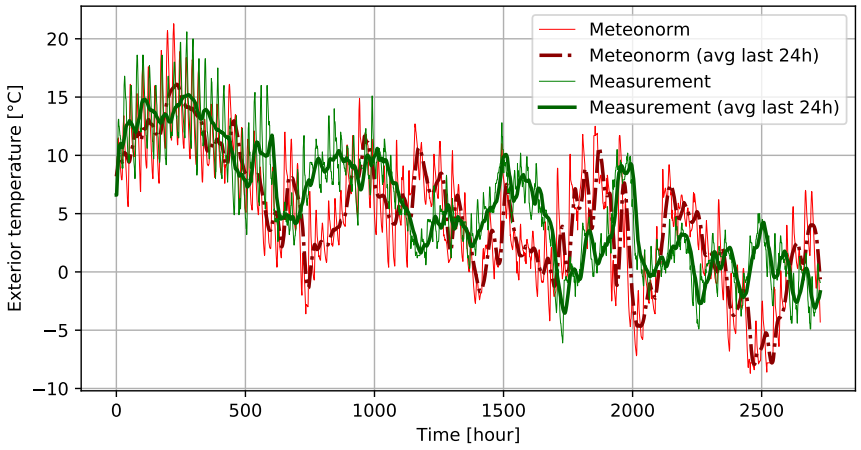


Figure 4.9 – Comparison of the exterior temperature from October 2nd 2018 to January 23rd 2019, between the Meteonorm [3] climate file and the measured data at the Broc thermal station.

4.1.3 Substation consumption

In the data received from the Broc network, there are the substation consumption from October 2nd 2018 to January 23rd 2019. This information is of great importance. CitySim can predict the heating and cooling needs of the buildings, and this is an important feature that has motivated the development of this software. However, the goal of this thesis is to add the simulation of district network. During this validation and verification, it is important to isolate only the simulation of the network, to measure its errors, not to couple it with the errors of the building thermal models. To achieve this goal, it is decided to impose in CitySim the heating consumption values of the buildings. This functionality has therefore been added to the CitySim program : when the `Building` class asks its heating unit for a given power, it verifies if an imposed value exists, which must have been been inputed in the XML file. If such an imposed value exists, it asks the heating unit this value.

Figure 4.10 shows the table containing the consumption information. The top row has incremental numbers which stand for the hours of the day. For example, the column with a "2", stands for measurements made at 2 o'clock in the morning. The first column contains headers. The "T Ext" row describes the measured exterior temperature in degree Celsius at the thermal station. The "T CAD" row corresponds to the temperature in degree Celsius inputed

to the district network supply pipes (in French CAD stands for "Chaleur à distance", which translates to district heating). The following rows contain in the first cell the id number of a substation, and the rest are cumulative heat consumption in kWh. The value in itself can be very big, as it probably is the total heat consumption of that substation since it was first turned on many years ago. The interesting information is how this value increases as it describes the consumption.

	0	1	2	3	4	5	6	7
T Ext	5.2	5.2	4.9	4.9	4.6	4.6	4.9	5.2
T CAD	80.300003	80.599998	80.599998	80.699997	80.400002	80.699997	80.699997	80.5
20	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0
22	121965.00781	121965.00781	121965.00781	121965.00781	121965.00781	121965.00781	121965.00781	122068.00781
23	852974.0625	853095.0625	853095.0625	853095.0625	853215	853215	853215	853346.0625
24	768412.125	768513.0625	768513.0625	768513.0625	768614	768614	768614	768714.0625
25	51368.003906	51368.003906	51368.003906	51368.003906	51470	51470	51470	51470

Figure 4.10 – Table containing data of the Broc district network at different hours. Each column contains the measurement for a specific hour. The "T Ext" row gives the exterior temperature in degree Celsius. The "T CAD" column gives the temperature inputed into the supply pipes by the thermal station. The other rows each correspond to a substation. The first cell contains its ID, and the rest contain the cumulative energy consumed in kWh.

It can be noticed however that this value tends to stay constant multiple hours in a row, then makes jumps of approximately 100 kWh in one hour. This is probably linked to the fact the the measurement equipment can only count in increments of this big value. This is unfortunate as it decreases the quality of this data. To overcome this, these time series are smoothed, using a moving average. The window length of the moving averaged is determined differently for each building. Some substations consume much more power than others, meaning that the increment in 100 kWh takes place more often, so the smoothing window size can be smaller. The smoothing window size for a substation is computed by taking the maximal number of consecutive hours where no increment in consumption take place, multiplied by 2 (to get a good enough smoothing).
This smoothing actually means that the daily variations of the consumption of substations is lost. The effect is particularly strong for small substations that consume less. To get the power consumed there is still the need to perform a numerical derivative of this cumulated consumption curve.
In CitySim, the simulation of buildings requires data on structure, materials used, number of occupants, etc. This data is complicated to obtain, and was not available. Using approximations for this missing information, the demands can be estimated by CitySim. There can be however quite a significant difference between the predicted heat demand and the measured consumption data. For example, the church of Broc probably doesn't apply a 20°C temperature in the whole volume, explaining why CitySim overestimates its consumption. There are indeed differences due to approximations in evaluating missing data on buildings. Figures 4.11, 4.12, 4.13, 4.14, 4.15 and 4.16 show some comparisons between the CitySim demand prediction and the measurements. One can notice the power consumption in the measurements varies less, this is because the data had to be smoothed due to the 100kWh precision of measurements.

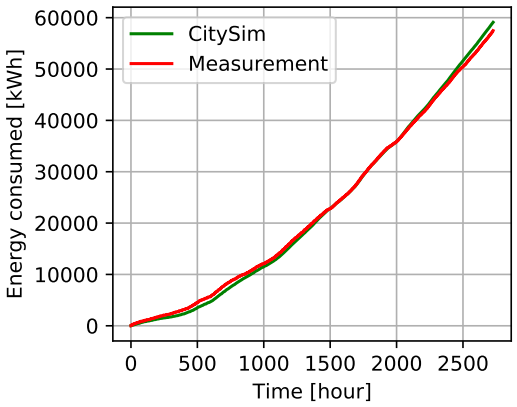


Figure 4.11 – Time evolution of cumulated energy consumption of building 74, comparison between the measured data and the CitySim prediction. The hour zero corresponds to October 1^{rst} at midnight. CitySim predicts well the cumulated energy consumption.

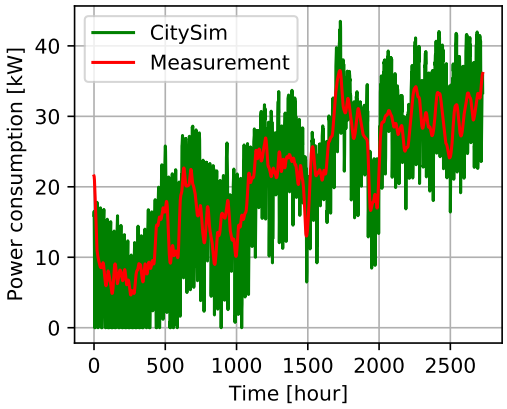


Figure 4.12 – Time evolution of power consumption of building 74, comparison between the measured data and the CitySim prediction. The hour zero corresponds to October 1^{rst} at midnight. The power from measurements had to be smoothed, but they agree well with the CitySim prediction.

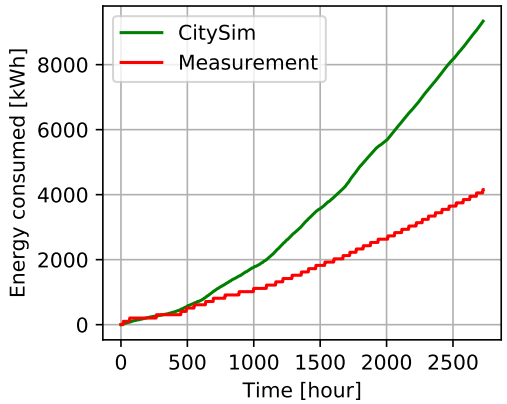


Figure 4.13 – Time evolution of cumulated energy consumption of building 29, comparison between the measured data and the CitySim prediction. The hour zero corresponds to October 1^{rst} at midnight. CitySim over-predicts the energy consumption by a factor 2. This is a small consumer, so the measurement steps of 100kWh can be seen.

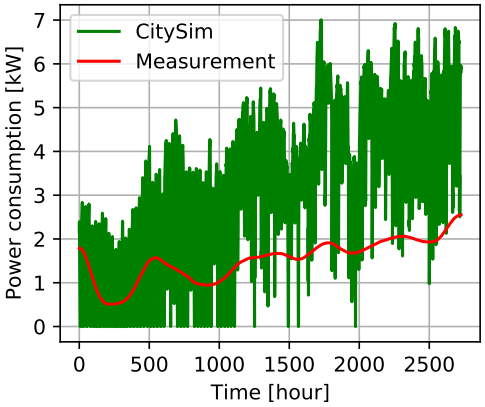


Figure 4.14 – Time evolution of power consumption of building 29, comparison between the measured data and the CitySim prediction. The hour zero corresponds to October 1^{rst} at midnight. CitySim over-predicts the energy consumption by a factor 2. This is a small consumer, so derivative of the measurement steps of 100kWh can be seen as the measured curve doesn't oscillate much.

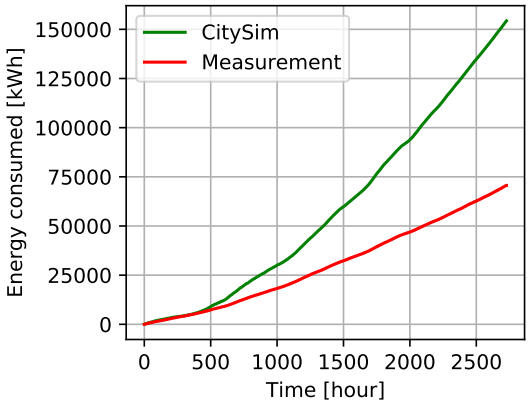


Figure 4.15 – Time evolution of cumulated energy consumption of building 53, comparison between the measured data and the CitySim prediction. The hour zero corresponds to October 1^{rst} at midnight. CitySim over-predicts the energy consumption by a factor 2.

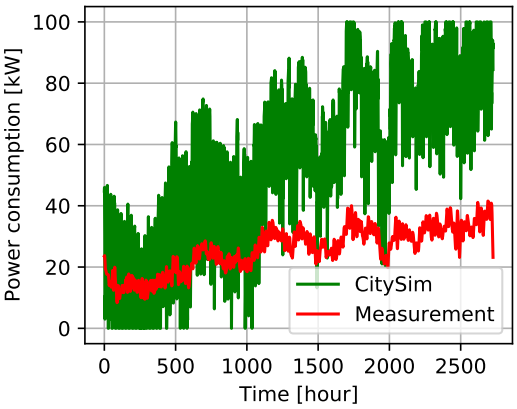


Figure 4.16 – Time evolution of power consumption of building 53, comparison between the measured data and the CitySim prediction. The hour zero corresponds to October 1^{rst} at midnight. CitySim over-predicts the energy consumption by a factor 2.

This shows the importance of having correct building data to estimate the thermal demand. Detailed data in the correct form is often difficult to obtain since it requires time to harvest, time to process, it comes with privacy agreements, and so on.

To be precisely simulated, the exact mechanism of the system operating the substation would need to be known. More specifically, the consumption values have been imposed, but there is still a degree a freedom in the way to get a given power. The power consumed $\dot{Q}$ [W] depends on the mass flow passing through the primary side $\dot{m}$ [kg/s] and the temperature difference on the primary side ΔT [K], such that $\dot{Q} = \dot{m} c_p \Delta T$. The degree of freedom comes from the possibility to increases the mass flow $\dot{m}$, and lower the temperature difference ΔT, or vice versa. This specific information for all individual substations has not been found precisely. The general instructions for the overall network are that old buildings, meaning those connected a long time ago, should try to aim for a $\Delta T = 20$ K. On the other hand, newer buildings should aim for $\Delta T = 30$ K. In practice this is not rigorously followed. In substations the PID controller do not specifically aim for this goal, but rather its objective is that the hot water on the supply side has a given temperature. The information was not found how precisely the mass flows in primary and secondary networks are changed to achieve this.

4.1.4 Thermal station measurements

To evaluate how our simulation model performs compared to this real life case study, ideally one would compare the measurements of temperature and pressure at many locations in the network, to see the differences. In the present case the data on substation energy consumption have been used as an input to the CitySim simulation as explained in Section 4.1.3. The other data available concerns the thermal station in the form of a table as shown in Figure 4.17. The table contains the supply temperature T_{sup}, the return temperature T_{ret}, the thermal power

Datum/Uhrzeit	WCBr : F1 Mesure de température RL Istwert		WCBr : F1 Mesure de température VL Istwert		WCBr : F1 Waermezaehler Leistung		WCBr : F1 Waermezaehler Volumenstrom	
10/2/2018 0:23	58.39	°C	75	°C	229.92	kW	12.73	m³/h
10/2/2018 1:23	59.71	°C	74.96	°C	239.32	kW	13.21	m³/h
10/2/2018 2:23	58.45	°C	75.36	°C	239.28	kW	12.67	m³/h
10/2/2018 3:23	59.63	°C	75.05	°C	229.83	kW	13.29	m³/h
10/2/2018 4:23	58.43	°C	75.21	°C	243.63	kW	13.95	m³/h
10/2/2018 5:23	56.91	°C	75.31	°C	320.43	kW	14.59	m³/h
10/2/2018 6:23	56.74	°C	74.64	°C	321.32	kW	14.9	m³/h

Figure 4.17 – Table of measurements of the Broc thermal station. The first column contains the time stamps. The second and third columns contain respectively the return and supply temperatures of fluid arriving at and leaving the thermal station in degree Celsius. The fourth column contains the thermal power provided to the fluid in kiloWatts. Finally the fifth column contains the volume flow of fluid in m^3/h.

produced $\dot{Q}$ and the fluid volume flow $\dot{V}$. The CitySim simulation tool gives results of mass flows in kilograms per second, the conversion can be made using the formula

$$\dot{m} = \frac{3600}{\rho}\dot{V}. \tag{4.1}$$

It can be noted that in this table, data in missing between December 7th 2018, 8:23 AM until January 21^{rst} 2019 at 9:23 AM. The table also contains sone series on differential pressure. However these are not measurements, they are only are an attempt of reconstructing the pressure using an affine function of the volume flow. It is therefore used as a means of plausibility check, to see if the orders of magnitudes are correct, but not as a truly measured data.

Supply temperature

Figure 4.18 shows the comparison between the measured temperature supplied to the network and the result of the CitySim simulation. One can observe that at the start, they are in summer mode, since it is October 2nd and they seem to follow the 75°C setpoint. Then near hour 700, the pass to winter mode, following the setpoint defined by Figure 4.7.

It can be observed that the measurements oscillate much more than the simulation. Indeed, the CitySim simulation always manages to have exactly the setpoint temperature. This is because the simulation converges to a steady state. The boiler is sufficiently powerful and can change instantaneously from minimum to maximum power. This means that it can always reach exactly the setpoint temperature. On the other hand, the measurements oscillate more. This is because the real thermal station has to deal with the changing consumptions of the substations, so there is some inertia in the heating unit which means that it doesn't always perfectly reach the setpoint. It is noted however that the 24 hour average of the measurement curve is indeed quite close the the setpoint value. The average difference between the CitySim and the measurement curves is 0.37°C. The root mean root mean square of the difference is 1.50°C.

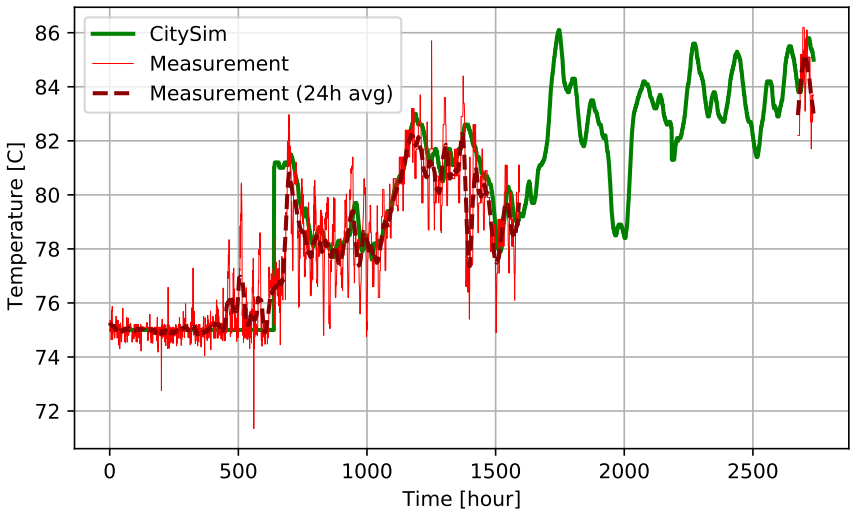


Figure 4.18 – Time evolution of supply temperature injected by thermal station. Comparison between measurements and CitySim simulation. Start on October 2nd and finish on January 23rd. Measurements have missing values between December 7th and January 21^{rst}.

Since the exact algorithm for the setpoint temperature is known, the simulation on average is very similar to reality. But it doesn't reproduce the small oscillations due to the thermal station trying to correct its error.

Return temperature

Figure 4.19 shows the comparison between the measured return temperature entering the thermal station and the result of the CitySim simulation. First one can observe that the return temperature oscillates more than the supply temperature of Figure 4.18. The return temperature measured oscillate with an amplitude mostly above 6°C, while the supply temperatures measured oscillate with an amplitude mostly smaller than 4°C. This is because unlike the supply, the return temperature has no setpoint, it depends on how the consumers consume.

Both the 24 hour averaged measured data and the simulation results start similarly up to roughly 400 hours. After that the difference is larger. The average difference between the CitySim and the measurement curves is 2.00°C. The root mean root mean square of the difference is 4.36°C.

The cause for these differences may come from the fact that the exact algorithm for the substations on how they extract the thermal power is not known. As said in section 4.1.3, to extract a given power, there is a degree of freedom : increase the flow and decrease the temperature difference, or vice versa. So it is normal to have differences in return temperature.

Mass flow

Figure 4.19 shows the comparison between the measured flow through the thermal station and the result of the CitySim simulation. Similarly to the return temperature, a clear difference can

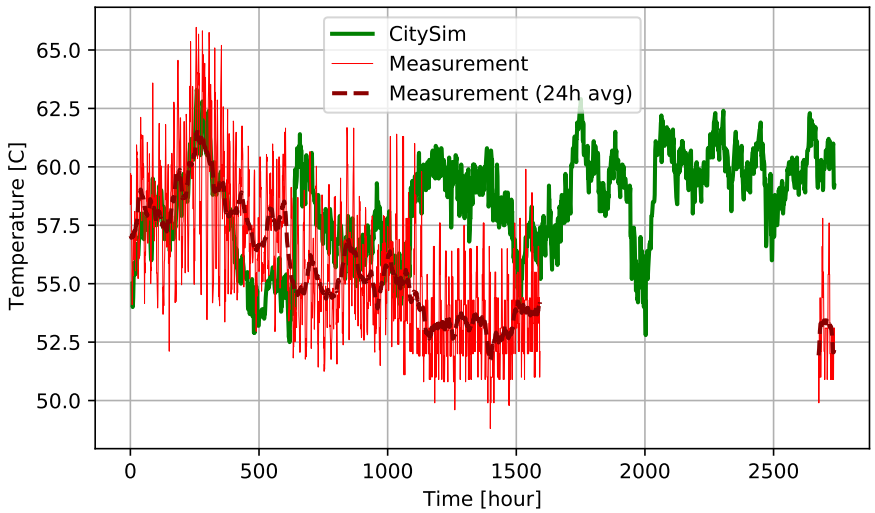


Figure 4.19 – Time evolution of return temperature entering the thermal station. Comparison between measurements and CitySim simulation. Start on October 2nd and finish on January 23rd. Measurements have missing values between December 7th and January 21^{rst}.

be observed, and can be explained by the fact that the exact inner workings of the substations are not known. The average relative error of the CitySim results is 1.1%, but the root mean square of the relative error is 17%.

Temperature difference

Figure 4.21 shows the comparison between the measured temperature difference between the supply and return streams of the thermal station and the result of the CitySim simulation. The average relative error of the CitySim results is -4.1%, but the root mean square of the relative error is 17%.

Thermal power

Based on the degree of freedom in the choice of mass flow and temperature difference, an interesting property to observe is the thermal power provided by the thermal station to the fluid. Figure 4.22 shows a comparison of this quantity measured, and the CitySim result. The measured quantities oscillates with a greater amplitude, but the 24 hour averages are very similar. The fact that the CitySim results oscillate less is because the consumption data of the consumers had to be smoothed, meaning that the daily oscillations. Indeed the consumption is stronger in the morning and the evening, as people are exiting and entering buildings at that moment, and consume more hot water, e.g. for showers. The average relative error of the CitySim results is -4.4%. The root mean square of the relative error is 19%, due to the oscillations of the measured power.

This brings up the fact that this thermal power provided to the fluid must equal the thermal losses in pipes, plus the consumption of the substations. Since the substations had imposed

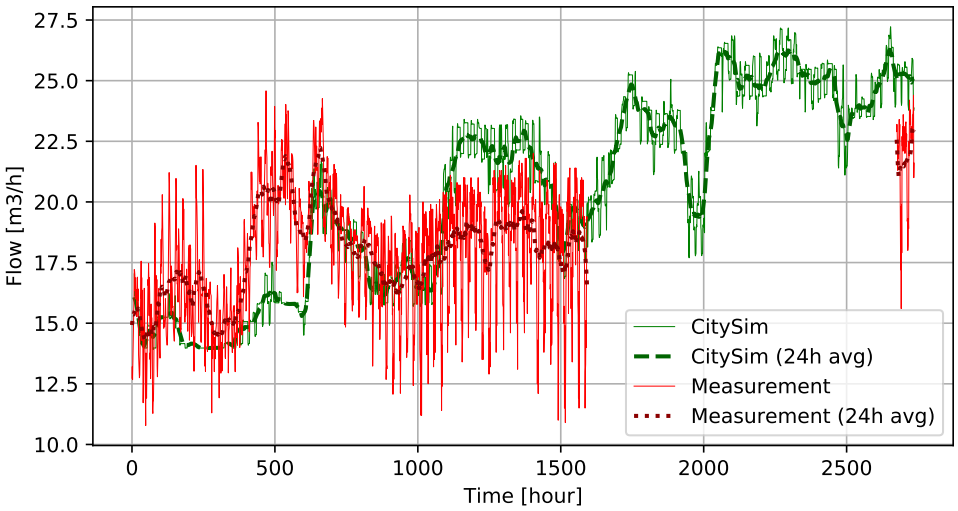


Figure 4.20 – Time evolution of flow through the thermal station. Comparison between measurements and CitySim simulation. Start on October 2nd and finish on January 23rd. Measurements have missing values between December 7th and January 21^{rst}.

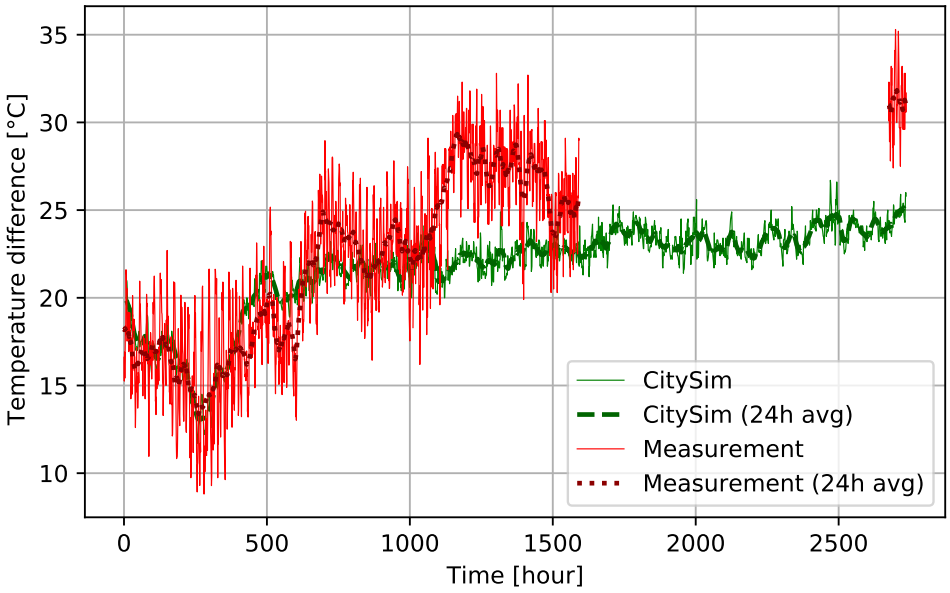


Figure 4.21 – Time evolution of temperature difference between the supply and return streams of the thermal station. Comparison between measurements and CitySim simulation. Start on October 2nd and finish on January 23rd. Measurements have missing values between December 7th and January 21^{rst}.

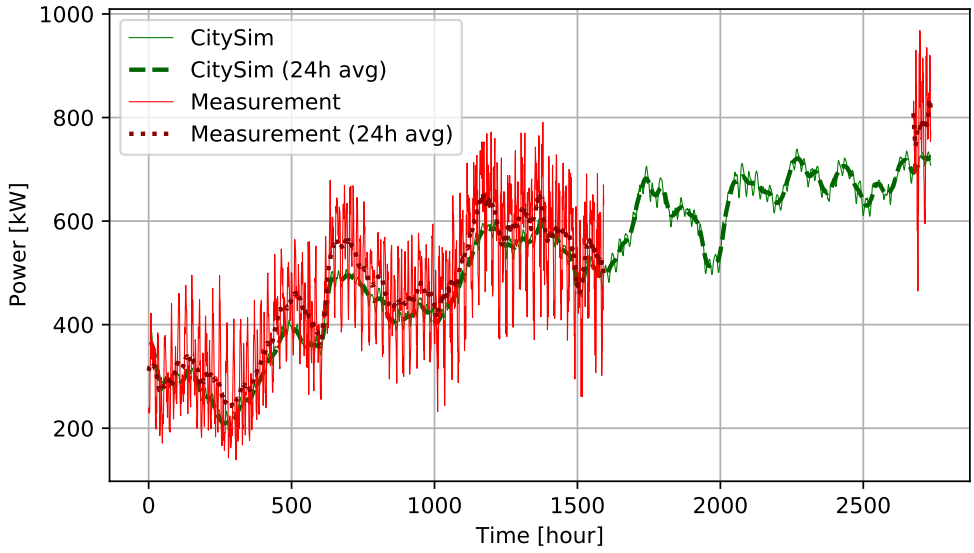


Figure 4.22 – Time evolution of thermal power provided by the thermal station to the fluid. Comparison between measurements and CitySim simulation. Start on October 2nd and finish on January 23rd. Measurements have missing values between December 7th and January 21^{rst}.

consumptions, from the measured values. Then the only source of error comes from modelling the thermal losses. Figure 4.23 shows the power separated into these categories.

It can be observed that indeed the thermal losses in the network pipes increase with time, as Broc enters winter, so soil temperatures decrease. The CitySim model underestimates the thermal losses to the environment.

Thermal losses

There is no direct measurement of the thermal losses in pipes, but they can be estimated by subtracting the heat consumption of substations to the thermal power provided by the thermal station. However this is imperfect as values were sometimes negative, so the time series has been smoothed with a 24 hour moving average.

The climate file that used here does have one time series of the surface soil temperature in Broc, but it is not always the case. To analyse the sensitivity of the thermal losses to the surface soil temperature, a comparison with constant soil temperatures of 8 and 15°C is made, as shown in Figure 4.24.

The orders of magnitude are correct, but the error becomes quite significant at the end of the time slot. This is probably due to errors in the "measurement" data, which is actually reconstructed from other measurements, including the substation consumptions which have strongly been smoothed due to low frequency of measurements. This may also come from the fact that there are uncertainties in insulation materials types and soil conductivity around each pipe. Also the soil temperature at each pipe location is not known, only one value is given for the whole city of Broc.

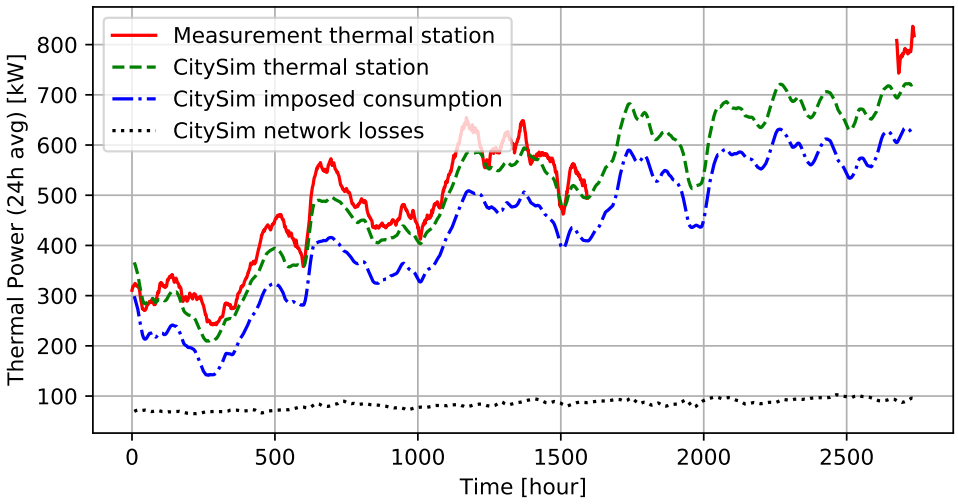


Figure 4.23 – Time evolution of thermal power provided by the thermal station to the fluid. Comparison between measurements and CitySim simulation. CitySim power separated into two its contributions : imposed building consumptions and losses in network pipes. Start on October 2nd and finish on January 23rd. Measurements have missing values between December 7th and January 21^{rst}.

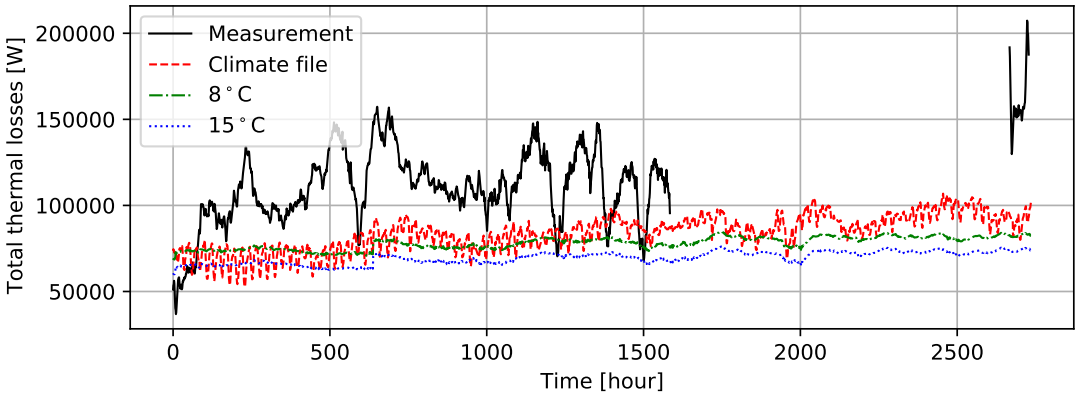


Figure 4.24 – Time evolution of thermal losses in pipes. Hour zero corresponds to October 1^{rst} at midnight. The "measurements" are actually the measured power produced at thermal station, minus the measured heat demand of consumers that has been averaged over 24 hours. The 3 simulations define respectively the surface soil temperature as the one recorded in the climate file, as a constant 8°C and as a constant 15°C.

4.2 Looped network

Ideally, to validate the software's ability to simulate looped topologies with multiple thermal stations, the simulations should be compared to real data, similarly to the Broc case study of section 4.1. Data for such a network has been obtained. However, due to confidentiality reasons this case study is not in the final written thesis, but it will be presented during the oral examination of the thesis. General conclusions on the control strategy have been obtained from simulations on toy networks.

4.2.1 Control strategy

Many different control strategies can be implemented by the user. For each thermal station, one can choose a constant pressure setpoint, a pressure setpoint that varies with mass flow, and much more can be easily implemented into CitySim. However not all of these make a stable well-behaved network, especially when there are multiple thermal stations. There are also the multiple algorithms to update the control variables to make the system converge to the correct state that have been tested.

It has been observed that the most robust way to converge to a solution rapidly, without getting stuck in loops, is to use the annealing method described in section 3.2.13. At each iteration, the damping factor increases, forcing the system to vary less and less, which can be sufficient to escape from cycles. This method is also fast to converge if the solution of the current time step is very similar to the previous one, because during the first iterations there is no or little damping. This works also quite well because the "ideal" formulas take into account the current pressure difference around the valve (see equation (3.37)) and the current mass flow around the pump (see equation (3.38)). The they can adapt well to the current situation.

Through plausibility checks it has been observed that the best setpoint strategies for pressure is for all thermal stations to try to establish the same differential pressure between supply and return pipes. This is similar to an electric network, where there is a uniform potential difference imposed throughout the whole grid. If different thermal stations try to impose different pressures, it usually leads to very large, unrealistic mass flows in the pipes, this is to get enough pressure drop through the pipes by friction, to make up for that pressure difference.

4.3 Solar thermal

No data is been obtained for the verification and validation of the solar district network. Networks like these are not numerous, and the control strategies vary greatly. However simulations have been conducted, to test for plausibility of the result and show the potential use of this tool.

4.3.1 Control strategy

Finding a good control strategy to make the system converge at each time step is challenging. Especially for prosumers and thermal stations with storage through which the direction of the mass flow can reverse.

For prosumers it has been found that using only a pump to impose a mass flow is not feasible in practice. The centrifugal pumps modelled are useful for controlling pressure but not flow.

This is especially true for small flows, where the characteristic curve $\Delta p = f(\dot{m})$ is almost flat. This means using equations (3.56) and (3.57) is not desirable. To control flow, real pumps often use a flow control valve, positioned right after the pump. This is what has inspired equations (3.58) and (3.59) for the update strategy of control variables. This means a pressure setpoint needs to be added to the substation, preferably the same as the rest of the network. It works better because the pump updates to control a pressure difference, and the valve updates to control a mass flow. This is more robust, as the pump increases the pressure by too much, then the valve lowers it again. This means that if the pressure of the rest of the network varies slightly, there is less risk of overpowering the pump. Without the valve, other pumps would often overpower each other causing flows to reverse chaotically, making convergence difficult. This actually consumes more electricity, but it is the price that the pumps have to pay to gain control. If all producers impose the same pressure difference, the system is quite stable. This strategy could still be improved, especially the update formulas of control variables, as the convergence can be quite slow under certain conditions.

There have also been challenges in how to act when the prosumer is not consuming, but doesn't know yet if he will be able to inject solar heat. Indeed, the solar power to inject depends on the return temperature that will flow into the substations. While the system has not converged for that time step, this return temperature can vary. To avoid oscillation problems, the strategy that has been found is to pump from return to supply a small flow, of 0.001 kg/s. This way, the cold temperature injected into the supply does not significantly impact the supply temperature. And it is a way to keep informed on the temperature at the return side of the substation. Otherwise if instead the flow it strongly stopped, by shutting a valve, the mass flow to the substation stagnates, and its temperature drops significantly, giving a false impression that a lot of thermal power can be injected. This results in a large mass flow desired by the substation, which will then realise that the return temperature is much hotter, and that it cannot inject much solar power. An improvement could be that the substations could completely shut the flow, but still monitor the supply temperature by looking at the temperature of neighbouring nodes, where the mass flow is bigger.

For thermal stations with seasonal storage, it has been observed that using the valve update formula to try to obtain a given pressure, as done in equation (3.60), does not work very well. Indeed valves are better designed to regulate a flow not a pressure difference. The method that has been working the best is to decide for each thermal station to take a portion of the excess mass flow injected into the supply pipes, and to update the valve position to obtain that mass flow, according to equation (3.61). Indeed keeping the valve at a constant position did not work well, especially when the prosumers also try to impose a pressure setpoint.

4.3.2 Decentralisation

When building a solar district heating network, one needs to decide where to locate the solar collectors. To get the required area, they can all be located at a unique central location, usually near the dispatchable means of heat production. The other possibility is to dispatch the panels in many locations, usually making use of the available space of the rooftops. A central location is usually administratively simpler, and can increase efficiency of panel installations

and reduce costs. However they make the space unavailable for other activities.
The simulation tool has been used to compare the performances of networks with centralised and decentralised panels. A toy district looped network is used, with 8 buildings of different sizes and consumption patterns. The cumulated rooftop area is 2600 m^2. The three scenarios of the network are

- No solar collectors.
- 2600 m^2 of solar collectors distributed over the building rooftops.
- 2600 m^2 of solar collectors in one centralized location near the thermal station and seasonal storage.

Otherwise most aspects stay the same, with a setpoint temperature of 90°C, a storage of 10^{10} J/K, etc. Table 4.1 shows that the decentralisation is more effective in decreasing the boiler energy consumption. It also decreases the overall thermal losses, while adding the centralized solar station has no effect of thermal losses. Figures 4.25, 4.26, 4.27, 4.28, 4.29 show the time evolution of different variables in the network.

Table 4.1 – Reduction in the yearly boiler energy consumption and thermal losses through pipes when adding solar energy. Comparison between centralised and decentralised solar production.

Solar collector distribution	centralised	decentralised
Boiler fuel consumption reduction [%]	36.5	49.8
Pipe thermal losses reduction [%]	-0.14	18.9

Overall, the basic operation of a centralised solar plant is the same as a classical centralised boiler thermal station. As can be seen in Figures 4.27, 4.28 and 4.29, the mass flow to the substations and the supply temperature are the same, explaining why the thermal losses are similar.
A difference between regular central boilers and centralised solar can be seen in Figure 4.26. Indeed the pressure is more difficult to stabilise as the prosumer solar field tries to sent solar heated fluid in reverse through the thermal station with seasonal storage. This shows the limits of the developed algorithms, and reflects an unstable reality of such systems, as sometimes it is difficult for to converge when the solar field wants to impose a given mass flow at the correct pressure. So there are time steps with greatly varying pressure. What could be implemented, which would reflect quite well real centralised installations, is directly making a thermal station with with a solar collector field, instead of having the solar field as a prosumer substation. In which case the solar field is not hydraulically connected to the rest of the network, it has a heat exchanger with the seasonal storage. The computations could only be from a global energetic point of view, and there would be no need for hydraulic computations.
The energy injected into and taken from the storage are very similar for both centralised and decentralised as shown on Figure 4.25. This is because that surplus of solar energy happens at the same moments in both cases. It happens at moments when space heat demand

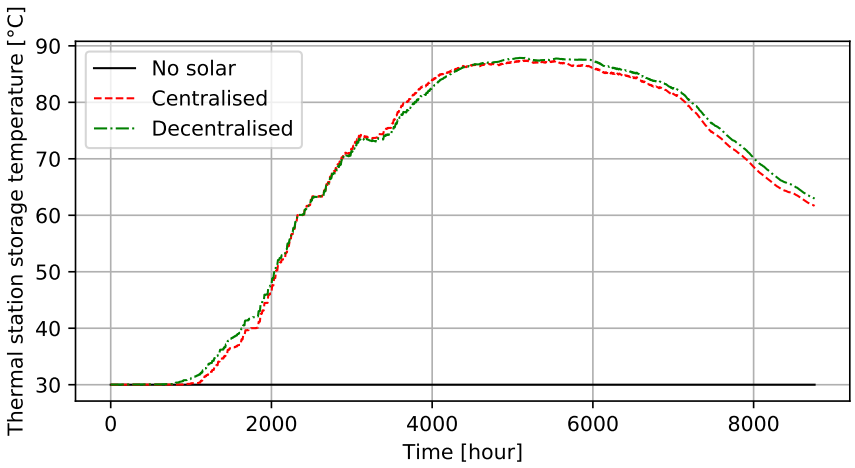


Figure 4.25 – The time evolution of the thermal station's seasonal storage temperature is compared between a non-solar, a centralised solar and a decentralised solar district heating network. The zeroth hour is the beginning of January 1^{rst}.

is low, because the sun radiation heats the buildings. The centralised and decentralised collectors inject similar excess energy, at the same supply temperature. The decentralised configuration manages to inject only a little more after the whole year. The general reason why the decentralised configuration reduces more the fuel consumption is because it delivers the solar power more efficiently. Indeed the temperatures needed are lower, for example the space heating only requires temperatures around 30°C, there is no need to inject into the network at high supply temperature of 90°C. Also there are no losses in transport through the pipes.

When the solar power received is only a little more than the power consumed by a prosumer, the surplus is small and therefore more difficult to inject into the network. Indeed the efficiency of the panel drops to inject at high supply temperature. So the prosumer substations are in standby mode, where they pump a small flow from return to supply, to get a correct measure of the return temperature. If all substations are in this case, then the entire mass flow drops throughout the network, which means that thermal losses are smaller, but they dramatically decrease the temperature of the quasi-static flow. This results in a drop of the supply temperature in the network. This phenomena can be seen in Figures 4.27, 4.28, 4.29, as the decentralised curve really stands out from the others.

In the centralised configuration, when the consumer substations don't consume power, they let a minimal flow through which is greater (a fourth of the nominal flow as seen in equation (2.4)). This is better for the stability of the network as variables don't change as dramatically, but it is at the cost of greater thermal losses. In future works, it would be interesting to improve further these operation strategies.

A downside to the decentralised configuration is its high variability. The desired mass flows of prosumer substation changes much more often, and even reversing its direction. This is more complicated to operate physically, and reflects on the performance of the simulation. Indeed the system sometimes has trouble converging to the desired state of mass flows and pressures,

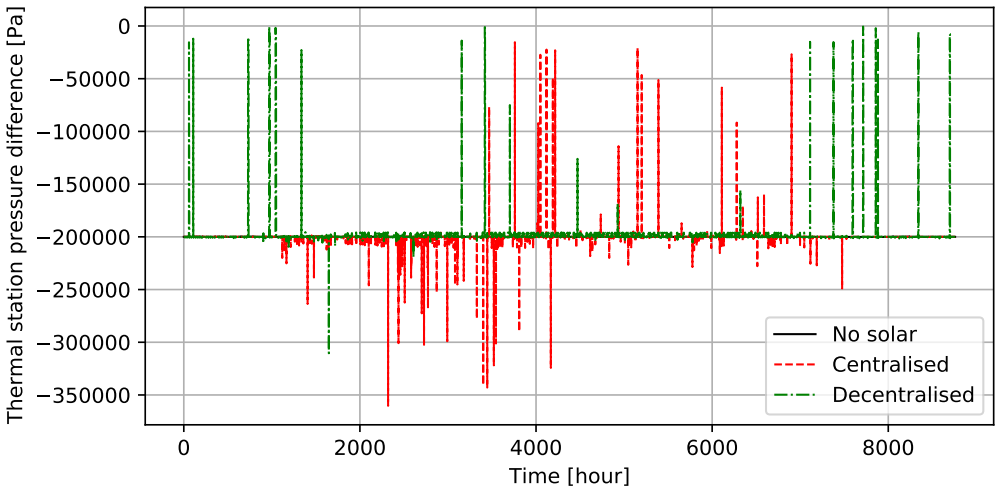


Figure 4.26 – The time evolution of the differential pressure at the thermal station is compared between a non-solar, a centralised solar and a decentralised solar district heating network. The zeroth hour is the beginning of January 1^{rst}.

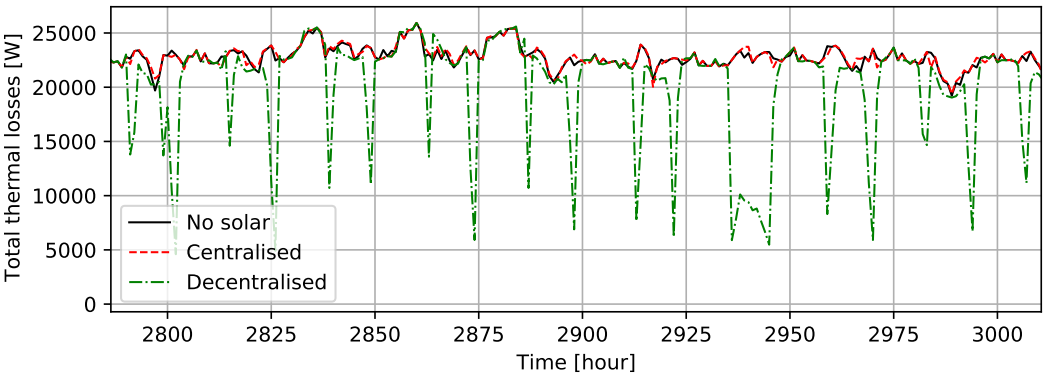


Figure 4.27 – The time evolution of the thermal losses in pipes is compared between a non-solar, a centralised solar and a decentralised solar district heating network. The zeroth hour is the beginning of January 1^{rst}.

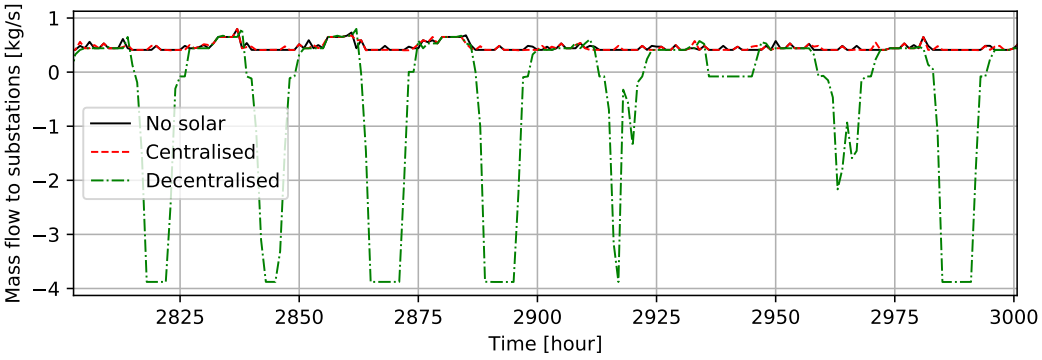


Figure 4.28 – The time evolution of the total mass flow being supplied to the substations is compared between a non-solar, a centralised solar and a decentralised solar district heating network. The zeroth hour is the beginning of January 1^{rst}.

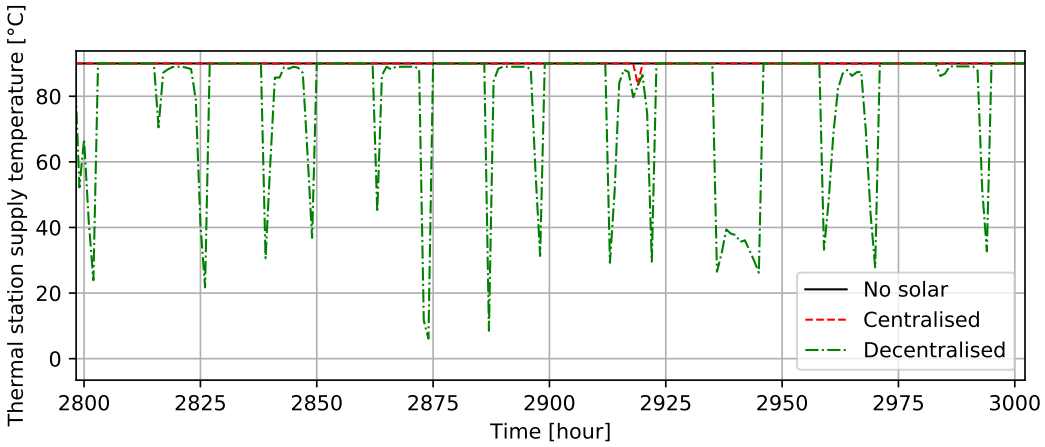


Figure 4.29 – The time evolution of the supply temperatures at the thermal station is compared between a non-solar, a centralised solar and a decentralised solar district heating network. The zeroth hour is the beginning of January 1^{rst}.

which sometimes leads pressure drops, as seen in Figure 4.26, sometimes the pressure almost being in the wrong direction.
This variability also poses difficulties to the convergence algorithm. Since the desired mass flows are very different from one step to the next, the initial condition is not very good, taking more iterations to reach the final state. The simulations of the decentralised were 10 times longer then the centralised counterparts.

4.3.3 Setpoint supply temperature

The simulation tool has been used to study of the impact of the setpoint supply temperature on the network performances.
The solar thermal collectors have performances that vary with the temperature of the fluid that is heated as shown in equation (2.1). The efficiency decreases quadratically as the temperature difference between the average fluid temperature T_{fl} and the outside air temperature T_{a} increases. The prosumer substation has to set the temperature at a fixed pre-determined setpoint, which is usually common to the whole network, to ensure that all consumers get a sufficiently hot enough fluid coming in from the primary network. It can even reach zero efficiency, meaning that even if the solar panel has positive solar gain G [W/m^2], it cannot inject any energy to the network, to avoid lowering the temperature of the supply pipes.
To observe this phenomena, simulations of a toy district network are made. The only varied variable between the simulations is the target supply temperature. The values chosen are $T_{\text{sup}} \in \{60, 70, 80, 90\}$ [°C]. The heat demand of the consumers is the same for all simulations. The setpoint temperature is chosen constant throughout the year for simplicity. The simulations last a whole year.
At different supply temperatures in the network, the thermal losses in pipes change. To measure the performance of the solar injection, for each supply temperature, two simulations are made :

- a simulation without solar injection, where the only heat source is the boiler.
- a simulation with solar injection coming from one centralised solar plant with 2500 m^2 of panels.

The reduction in fuel consumption between these two scenarios is shown in Table 4.2. Figure 4.30 shows the time evolution of the boiler power produced, comparing with and without solar at $T_{\text{sup}} = 60$°C.

Table 4.2 – Reduction in the yearly boiler energy consumption when adding a central solar power plant. Comparison between different setpoint supply temperature.

Setpoint temperature [°C]	60	70	80	90
Boiler production without solar $E_{\text{no solar}}$ [MWh]	235	254	271	289
Boiler production with solar E_{solar} [MWh]	144	166	189	215
Energy reduction $(E_{\text{no solar}} - E_{\text{solar}})/E_{\text{no solar}}$ [%]	38.9	34.6	30.2	25.7

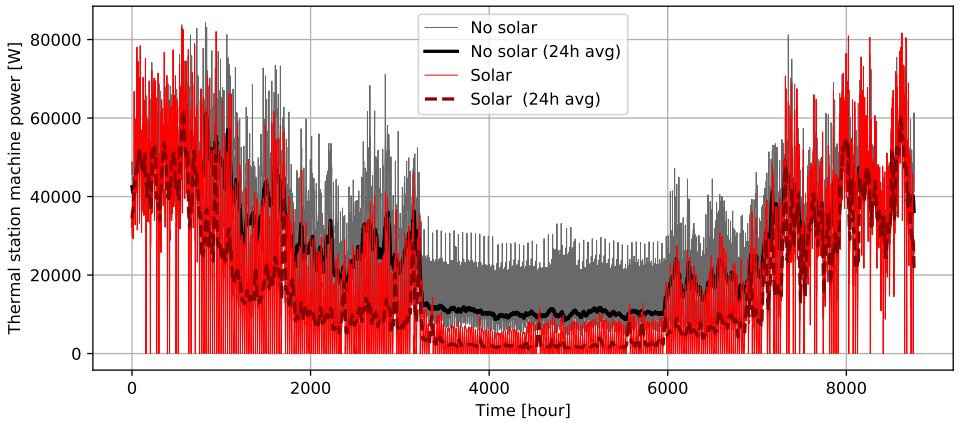


Figure 4.30 – Comparisons of the thermal station boiler production with and without the help from a centralised solar power plant. Time evolution starting on January 1rst, ends on December 31rst. Setpoint temperature of 60°C.

This brings up an important aspect of incorporating solar thermal energy to district heating networks. To avoid wasting resources, and get the most out of these panels, it is important to have collectors that are efficient at high fluid temperatures. These are usually collectors which have good insulation of the fluid, usually by surrounding it with a layer of vacuum. These collectors are more expensive of course. Tools such as the one developed in this thesis can help make the thermo-economic optimisations.

Also it is important to evolve towards district networks with lower supply temperatures. This is exactly what is recommended for the newer generations of district heating. District heating networks are usually classified in generations [7]. The old first generations had very high supply temperatures. Each new generation has objectives to improve the performances, which means reduction of thermal losses, and reduction of temperatures in the network. The current generations have arrived at the lower limit of supply temperature. Indeed, to heat domestic hot water, at least a temperature of 55°C is needed for health concerns, to avoid bacteria such as Legionella. The fifth generation district networks avoid this problem and manage to supply temperatures close to ambient, such as 25°C. To do so, users extract the heat from the fluid with a heat pump. Using a heat pump with the flowing water of the district network is much more efficient than regular air-heat pumps. This can be seen as the "electrification of heating", similarly to how electric vehicles electrify transport. There is a large reduction in thermal losses, and the the network can even be used for cooling. In general with low temperatures like these, the network can act as a means of transporting heat between many different prosumers.

4.3.4 Seasonal storage

Solar energy is abundant in summer, when the heat demand is low, and little present in winter, when the heat demand is strong. This is one one the challenges of the intermittent solar energy. This issue is addressed by using a seasonal heat storage. However they are expensive, and can

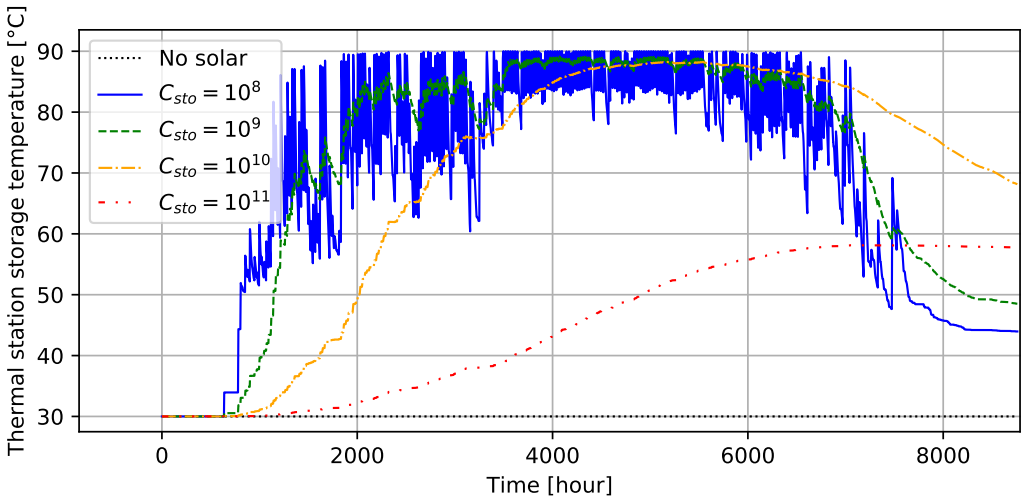


Figure 4.31 – Comparisons of the thermal station seasonal storage temperature for different storage heat capacities C_{sto} [J/K]. Time evolution starting on January 1rst, ends on December 31rst. Setpoint temperature of 90°C.

take up quite a bit of space. This calls for careful sizing of these storages.
The simulation tool has been used on a toy district network, to study the effect of the storage heat capacity C_{sto} [J/K] on the performance of the network. In the current simple storage model implemented, which can be considered as a tank of water, this is proportional to the volume of water that it can contain. The simulation is over a whole year, the supply temperature is constant at 90°C. Table 4.3 shows the fuel consumption reduction that can be performed with different heat capacities. Figure 4.31 shows the time evolution of the storage temperature during the year simulated.

Table 4.3 – Reduction in the yearly boiler energy consumption when adding a central solar power plant and a seasonal storage. Comparison between different heat capacities.

Heat capacity C_{sto} [J/K]	10^7	10^8	10^9	10^{10}	10^{10}
Boiler fuel consumption reduction [%]	15.8	35.1	41.8	44.1	13.9

It can be observed that for small heat capacities, the storage temperature varies greatly. It quickly goes up to the supply temperature, and is then stuck and cannot be heated further. The solar heat is then lost, dissipated to the environment via thermal losses in the pipes. Then during the nights, when the sun is not shining, the storage's energy is used to preheat the fluid for the boiler. But again, the temperature varies pretty fast, and the tank has too low of a temperature to help the boiler. Overall this doesn't reduce the fuel consumption by as much as the bigger tanks as shown in Table 4.3. The simulation tool shows that under these conditions, the best storage heat capacity for the district is around 10^{10} J/K.
It can also be noted that if the tank's heat capacity is too big, it doesn't contribute in a significant reduction of fuel consumption. This is because not enough energy has been produced over the

summer to heat the tank to high enough temperatures. This points out a possible improvement in the simple storage model developed in this thesis. The tank only has one global temperature. When the solar thermal power is injected at the hot supply temperature T_{sup}, and it gives heat to the storage at T_{sto}, there is a lot of exergy loss in the process. This is because the heat is exchanged at a large temperature difference.
In real thermal storage tanks, the temperature throughout the tank is not uniform, there is usually a stratification that takes place. For example in water tanks, hotter water being less dense, moves to the top and stays there, while the cold water sinks to the bottom. This stratification is quite stable and can be maintained, throughout the whole year in seasonal storages. The advantage of such tanks it that the heat of the incoming solar heated fluid is first exchanged at with the hot water at the top of the tank, with little temperature difference. Then as the "solar" fluid is cooled, it goes down the tank to exchange heat with the lower temperature water in the tank. This is the same mechanics explaining why counter-current heat exchangers are so often used.
The thermal energy is therefore partly stored at high temperature, and partly in at low temperature. Unlike the implemented simple model where all the energy is stored at the same temperature. This is useful because even when the tank doesn't have a lot of energy stored, it can heat the fluid to higher temperature, emptying itself more rapidly in the process. For example, suppose a constant temperature tank is at 70°C and a stratified tank of same volume, has 50°C at the bottom, the 90°C at the top. For the stratified tank, the temperature is supposed to be a linear function of height. They both store the same energy, but the second tank has more exergy. Now suppose an infinitesimal flow needs to be heated. The first tank can only heat the flow up to 70°C, while the second tank can give more energy and heat it all the way up to 90°C. Such stratified tanks could be implemented in CitySim as improvements.
To make it more realistic, the thermal losses of the heat storage could also be implemented, as the current simple model is supposed perfectly insulated.

5 Conclusion

Energy is the key factor to power the modern societies that ensures comfortable ways of life. The energy supply in most countries, including Switzerland, is dependent on non-renewable, greenhouse gas emitting, imported energy sources. The non-renewable aspect will be problematic when these sources run out, if the dependence is too strong, and the transition not well-prepared. Similarly these importations create a dependence on the exporting countries. The greenhouse gas emissions are causing climate change and global warming which is becoming an increasing threat to humans, making problems far worst to humanity than the comfort provided form these fossil energy sources.

Heating represents a significant part on the energy used in Switzerland. For example, 79% on the energy consumed in households is for heating [15]. This primary energy sources used for heating is largely dominated by fossil gas and fuel oil. An alternative solution explored to generate heat is the use of low-fossil-carbon district heating networks. Some existing networks are already powered by biomass, which can be exploited in renewable ways with low fossil-carbon footprint. The newer technologies increasingly explore the use of solar thermal energy to provide renewable heat to the network. However there are technical challenges due to the intermittent nature of this source.

It is important to push this technology as part of a global plan to reduce the fossil-based heating impacts. However, in order to build networks with the correct sizing, the complications due to the intermittent solar source require detailed simulations of such solar district heating networks. Few software tools have been found that can simulate in detail the building thermal physics to get the heat demand and simulate the district heating networks with complex topologies as well as the possibility to inject solar thermal power. This thesis has aimed to build such a tool based on the existing CitySim, urban physics simulation software. The software is free and open source.

The original state of the CitySim code is described with solar irradiance computations that are used to simulate the thermal physics of buildings and solar thermal collectors. It also contains a pre-existing simplified district heating simulation code that had not been validated due to lack of data.

From there, this thesis implements many additions and more robust code to simulate district heating and cooling networks with branched topologies. Overall this step requires no complicated mathematics and converges efficiently.

The next step is to implement more complex topologies, which are not uncommon in real cases of district networks. It is important for the software to be able to model them. The bigger complexity of looped topologies with multiple thermal stations is explored. The mathematical models behind the code implemented are described. Challenges arise in the ways to converge to results rapidly. Multiple algorithms are proposed to face these challenges.
The simulation tool is tested against real data from a district heating network in Broc, Switzerland. The results show satisfying results in simulating thermal losses and power consumption. It also shows that it is of great importance to have detailed enough data. Characteristics of the buildings are important to simulate the correct heat demand. Dimensions and thermal insulation information of the pipes are important to model the thermal losses.
The Broc network has a branched topology and is power by wood and gas. A validation has also been made on a looped network. There is still a need to validate and verify the model against real data for the solar injections. The simulation tool has nevertheless been tested on toy networks, to conduct plausibility tests and explore the potential of the tool. The better control strategies have been found. More particularly, when all producers aim to supply the same differential pressure. Also when prosumers have pump and a flow control valve.
Simulations with solar injections analyse important aspects of such networks. The importance of the supply temperature is pointed out. Lower temperatures are more desirable to increase the efficiency of solar collectors. Choosing the correct size and type of the seasonal storage used to store the excess solar energy can increase the performance of the system. The complexity of operation of such networks is pointed out, and a strategy is proposed.
To build further on this simulation tool, it could be interesting to implement more components. For example other types of seasonal storage. There is also a need for further research on control strategies and algorithms to converge better and faster to the solution state in solar district networks.

Bibliography

[1] Mohamed Hany Abokersh et al. “A framework for the optimal integration of solar assisted district heating in different urban sized communities: A robust machine learning approach incorporating global sensitivity analysis”. In: *Applied Energy* 267 (2020), p. 114903. ISSN: 0306-2619. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114903. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920304153.

[2] U.S. Energy Information Administration. *Natural gas explained*. https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/use-of-natural-gas.php. Accessed: 2020-07-31. 2020.

[3] Meteotest AG. *Metenorm*. URL: https://meteonorm.com/en/ (visited on 07/27/2020).

[4] ASHRAE. *ASHRAE Handbook - Fundamental*. 2009.

[5] S. Bennett. “A brief history of automatic control”. In: *IEEE Control Systems Magazine* 16.3 (1996), pp. 17–25.

[6] Lisa Brand et al. “Smart district heating networks - A simulation study of prosumers’ impact on technical parameters in distribution networks”. In: *Applied Energy* 129 (2014), pp. 39–48. ISSN: 0306-2619. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.079. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914004425.

[7] Simone Buffa et al. “5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe”. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 104 (2019), pp. 504–522. ISSN: 1364-0321. DOI: https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.12.059. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118308608.

[8] Vanessa Burg et al. “Analyzing the potential of domestic biomass resources for the energy transition in Switzerland”. In: *Biomass and Bioenergy* 111 (2018), pp. 60–69. ISSN: 0961-9534. DOI: https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2018.02.007. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0961953418300382.

[9] E. Carpaneto, P. Lazzeroni, and M. Repetto. “Optimal integration of solar energy in a district heating network”. In: *Renewable Energy* 75 (2015), pp. 714–721. ISSN: 0960-1481. DOI: https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.055. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811400682X.

[10] Wikimedia Commons. *File:Density of ice and water (en).svg — Wikimedia Commons, the free media repository*. [Online; accessed 6-August-2020]. 2018. URL: https://commons.wikimedia.org/w/index.php?title=File:Density_of_ice_and_water_(en).svg&oldid=286971273.

[11] Wikimedia Commons. *File:Moody EN.svg — Wikimedia Commons, the free media repository*. [Online; accessed 6-August-2020]. 2018. URL: https://commons.wikimedia.org/w/index.php?title=File:Moody_EN.svg&oldid=297049471.

[12] Peter Deuflhard. *Newton Methods for Nonlinear Problems: Affine Invariance and Adaptive Algorithms*. Springer Publishing Company, Incorporated, 2011. ISBN: 364223898X.

[13] Swiss Federal Office for Energy. URL: https://www.bfe.admin.ch/bfe/en/home/research-and-cleantech/research-programmes/solar-heat-and-heat-storage.html (visited on 08/06/2020).

[14] EPFL. *CitySim Software*. 2015. URL: https://www.epfl.ch/labs/leso/transfer/software/citysim/ (visited on 08/03/2020).

[15] eurostat. *Energy consumption in households*. https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households. Accessed: 2020-07-31. 2020.

[16] Jason Galley. *Simulation et optimisation SIG du réseau CAD de Broc*. Haute Ecole d'ingénierie et d'architecture de Fribourg, 2019.

[17] "German central solar heating plants with seasonal heat storage". In: *Solar Energy* 84.4 (2010). International Conference CISBAT 2007, pp. 612–623. ISSN: 0038-092X. DOI: https://doi.org/10.1016/j.solener.2009.05.013. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X09001224.

[18] Luc Girardin et al. "EnerGis: A geographical information based system for the evaluation of integrated energy conversion systems in urban areas". In: *Energy* 35.2 (2010). ECOS 2008, pp. 830–840. ISSN: 0360-5442. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.08.018. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544209003582.

[19] Loïc Giraud. "Dynamic modeling and advanced management of heat networks". Theses. Université Grenoble Alpes, Oct. 2016. URL: https://hal.archives-ouvertes.fr/tel-01687562.

[20] Solar District Heating. *Solar district heating guidelines*. URL: https://www.solar-district-heating.eu/wp-content/uploads/2018/06/SDH-Guidelines_update_09.2017.pdf (visited on 07/28/2020).

[21] M. Heymann et al. "Concept and Measurement Results of Two Decentralized Solar Thermal Feed-in Substations". In: *Energy Procedia* 149 (2018). 16th International Symposium on District Heating and Cooling, DHC2018, 9–12 September 2018, Hamburg, Germany, pp. 363–372. ISSN: 1876-6102. DOI: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.200. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187661021830496X.

[22] M.N. Howell et al. "Continuous action reinforcement learning applied to vehicle suspension control". In: *Mechatronics* 7.3 (1997), pp. 263–276. ISSN: 0957-4158. DOI: https://doi.org/10.1016/S0957-4158(97)00003-2. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0957415897000032.

[23] M.N Howell and M.C Best. “On-line PID tuning for engine idle-speed control using continuous action reinforcement learning automata”. In: *Control Engineering Practice* 8.2 (2000), pp. 147–154. ISSN: 0967-0661. DOI: https://doi.org/10.1016/S0967-0661(99)00141-0. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0967066199001410.

[24] Eric Johnson. “Goodbye to carbon neutral: Getting biomass footprints right”. In: *Environmental Impact Assessment Review* 29.3 (2009), pp. 165–168. ISSN: 0195-9255. DOI: https://doi.org/10.1016/j.eiar.2008.11.002. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0195925508001637.

[25] kaemco. *CitySim Pro*. URL: http://www.kaemco.ch/download.php (visited on 08/03/2020).

[26] The Solar Keymark. URL: http://www.estif.org/solarkeymarknew/ (visited on 08/06/2020).

[27] S. Kirkpatrick, C. D. Gelatt, and M. P. Vecchi. “Optimization by Simulated Annealing”. In: *Science* 220.4598 (1983), pp. 671–680. ISSN: 0036-8075. DOI: 10.1126/science.220.4598.671. eprint: https://science.sciencemag.org/content/220/4598/671.full.pdf. URL: https://science.sciencemag.org/content/220/4598/671.

[28] A. W. Moore L. P. Kaelbling M. L. Littman. “Reinforcement Learning: A Survey”. In: *Journal of Artificial Intelligence Research* 4 (1996), pp. 237–285. DOI: https://doi.org/10.1613/jair.301. URL: https://www.jair.org/index.php/jair/article/view/10166.

[29] Bruce E Larock, Roland W Jeppson, and Gary Z Watters. *Hydraulics of pipeline systems*. CRC press, 1999.

[30] Gunnar Lennermo, Patrick Lauenburg, and Sven Werner. “Control of decentralised solar district heating”. In: *Solar Energy* 179 (2019), pp. 307–315. ISSN: 0038-092X. DOI: https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.12.080. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X18312775.

[31] B.S. Massey. *Mechanics of Fluids*. Springer US, 1989. ISBN: 9780412342806. URL: https://books.google.ch/books?id=CQNEAQAAIAAJ.

[32] Georgios Mavromatidis. “Model-based design of distributed urban energy systems under uncertainty”. PhD thesis. ETH Zürich, 2017. URL: https://www.research-collection.ethz.ch/bitstream/handle/20.500.11850/182697/PhDthesis.pdf?sequence=2&isAllowed=y.

[33] Matt Milbury. *Pipe Inch to Meter Conversion*. 2016. URL: http://www.piping-designer.com/index.php/disciplines/mechanical/stationary-equipment/pipe/493-pipe-inch-to-meter-conversion (visited on 07/26/2020).

[34] N. Minorsky. “DIRECTIONAL STABILITY OF AUTOMATICALLY STEERED BODIES”. In: *Journal of the American Society for Naval Engineers* 34.2 (1922), pp. 280–309. DOI: 10.1111/j.1559-3584.1922.tb04958.x. eprint: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1111/j.1559-3584.1922.tb04958.x. URL: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/j.1559-3584.1922.tb04958.x.

[35] Camilo et all Mora. “Global risk of deadly heat”. In: *Nature Climate Change* (2017), pp. 501–506. DOI: https://doi.org/10.1038/nclimate3322.

[36] Thomas Oppelt. “Modell zur Auslegung und Betriebsoptimierung von Nah- und Fernkältenetzen”. PhD thesis. Oct. 2015.

[37] Bon Lambert - OEM Panels. *VFD Variable Frequency Drive and Centrifugal Pump*. [Online; accessed 6-August-2020]. 2018. URL: https://www.oempanels.com/vfd-variable-frequency-drive-and-centrifugal-pump.

[38] Diane Perez. *A framework to model and simulate the disaggregated energy flows supplying buildings in urban areas*. Tech. rep. EPFL, 2014.

[39] QGIS Development Team. *QGIS Geographic Information System*. Open Source Geospatial Foundation. 2009. URL: http://qgis.osgeo.org.

[40] Renaldi Renaldi and Daniel Friedrich. “Techno-economic analysis of a solar district heating system with seasonal thermal storage in the UK”. In: *Applied Energy* 236 (2019), pp. 388–400. ISSN: 0306-2619. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.030. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918317379.

[41] P. J. ROACHE. *Verification and validation in computational science and engineering*. Albuquerque: Hermosa, 1998. ISBN: 978-0-913478-08-0.

[42] Herbert Robbins and Sutton Monro. “A Stochastic Approximation Method”. In: *The Annals of Mathematical Statistics* 22.3 (1951), pp. 400–407. ISSN: 00034851. URL: http://www.jstor.org/stable/2236626.

[43] Abdel Rodríguez et al. *Improving the performance of Continuous Action Reinforcement Learning Automata*.

[44] G. Santharam, P.S. Sastry, and M.A.L. Thathachar. “Continuous action set learning automata for stochastic optimization”. In: *Journal of the Franklin Institute* 331.5 (1994), pp. 607–628. ISSN: 0016-0032. DOI: https://doi.org/10.1016/0016-0032(94)90039-6. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0016003294900396.

[45] J. Sarwar et al. “Performance analysis of a flat plate collector to achieve a fixed outlet temperature under semi-arid climatic conditions”. In: *Solar Energy* 207 (2020), pp. 503–516. ISSN: 0038-092X. DOI: https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.06.088. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X20307039.

[46] R.K. Shah and D.P. Sekulic. *Fundamentals of Heat Exchanger Design*. Wiley, 2003. ISBN: 9780471321712. URL: https://books.google.ch/books?id=beSXNAZblWQC.

[47] James C. Spall. “Stochastic Optimization, Stochastic Approximation and Simulated Annealing”. In: *Wiley Encyclopedia of Electrical and Electronics Engineering*. American Cancer Society, 1999. ISBN: 9780471346081. DOI: 10.1002/047134608X.W1044. eprint: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1002/047134608X.W1044. URL: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/047134608X.W1044.

[48] *Statistique globale suisse de l’énergie 2017*. Office fédéral de l’énergie, 2017.

[49] Greg Stickler. *Solar Radiation and the Earth System*. URL: https://web.archive.org/web/20160425164312/http://education.gsfc.nasa.gov/experimental/July61999siteupdate/inv99Project.Site/Pages/science-briefs/ed-stickler/ed-irradiance.html (visited on 07/28/2020).

[50] Zhiyong Tian et al. "Analysis and validation of a quasi-dynamic model for a solar collector field with flat plate collectors and parabolic trough collectors in series for district heating". In: *Energy* 142 (2018), pp. 130–138. ISSN: 0360-5442. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.09.135. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217316572.

[51] Federal Office of Topography swisstopo. URL: https://map.geo.admin.ch/ (visited on 07/26/2020).

[52] Victor Tulus et al. "Economic and environmental potential for solar assisted central heating plants in the EU residential sector: Contribution to the 2030 climate and energy EU agenda". In: *Applied Energy* 236 (2019), pp. 318–339. ISSN: 0306-2619. DOI: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.11.094. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261918318105.

[53] Alternative Energy Tutorials. *Solar Evacuated Tube Collectors for Solar Hot Water*. URL: http://www.alternative-energy-tutorials.com/solar-hot-water/evacuated-tube-collector.html (visited on 07/28/2020).

[54] Bundesamt für Umwelt BAFU. *Kenngrössen zur Entwicklung der Treibhausgasemissionen in der Schweiz 1990-2018*. https://www.bafu.admin.ch/dam/bafu/en/dokumente/klima/fachinfo-daten/kenngroessen_thg_emissionen_schweiz.pdf.download.pdf/Kenngr%C3%B6ssen_2020_D.pdf. Accessed: 2020-07-31. 2020.

[55] Mattias Vesterlund, Andrea Toffolo, and Jan Dahl. "Simulation and analysis of a meshed district heating network". In: *Energy Conversion and Management* 122 (2016), pp. 63–73. ISSN: 0196-8904. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.05.060. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890416304381.

[56] Danhong Wang, Kristina Orehounig, and Jan Carmeliet. "A Study of District Heating Systems with Solar Thermal Based Prosumers". In: *Energy Procedia* 149 (2018). 16th International Symposium on District Heating and Cooling, DHC2018, 9–12 September 2018, Hamburg, Germany, pp. 132–140. ISSN: 1876-6102. DOI: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.177. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218304739.

[57] Hai Wang, Haiying Wang, and Tong Zhu. "A new hydraulic regulation method on district heating system with distributed variable-speed pumps". In: *Energy Conversion and Management* 147 (2017), pp. 174–189. ISSN: 0196-8904. DOI: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2017.03.059. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890417302704.

[58] Yaran Wang et al. “Hydraulic performance optimization of meshed district heating network with multiple heat sources”. In: *Energy* 126 (2017), pp. 603–621. ISSN: 0360-5442. DOI: https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.044. URL: http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217304103.

[59] Nichols N.B. Ziegler J.G. “Optimum settings for automatic controllers”. In: *Transactions of the ASME* 64 (1942), pp. 759–768.

Fiche synthèse réseau chauffage à distance

Généralités du CàD n°	
Nom du CàD	Marais Rouge
Exploitant du CàD	Soc. Coop. Le Marais Rouge
Point de contact (nom, prénom, email et tél.)	Didier Barth
email	Didier.Barth@he-arc.ch
téléphone	
Adresse	Marais-Rouge 7 2316 Les Ponts-de-Martel /NE

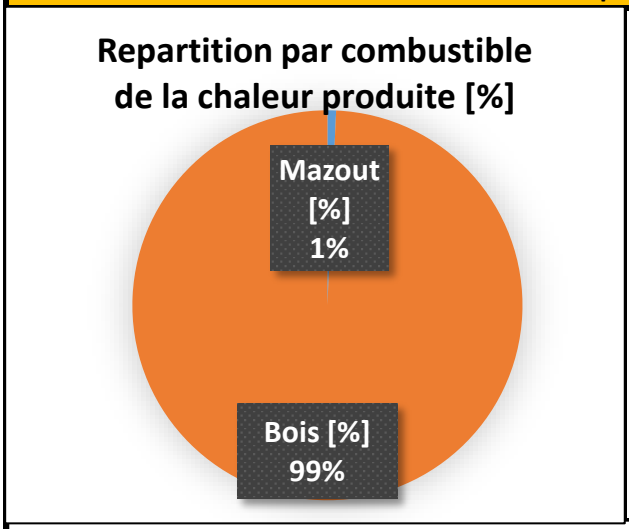
Caractéristiques du réseau CàD		
Génération de CaD	[1 à 4]	4
Puissance installée	[MW]	2.25
Puissance souscrite	[MW]	-
Energie fourni en	[GWh]	5.81
Année de référence	[an]	2019
Longueur réseau	[m]	3800
Architecture (maillé, droit, multi source, décentralisé…)		droit
Densité énergétique [MWh/kmlinéaire/an]	[MWh/mlinéaire/an]	1.53
Pertes de chaleur [GWh]	[GWh]	0.76
Température aller à la température de base [°C]	[°C]	80
Température retour moyenne [°C]	[°C]	44
Couplage chaleur force (cogénération)		non
Repartition par combustible de la chaleur produite	Utilisation	Part [%]
Mazout [%]	secours et pic	1%
Gaz [%]		-
Ordures [%]		-
Bois [%]	principal	99%
STEP [%]		-
ENR [%]		-
Autres combustibles [%]		-
Indices environnementaux (estimé sur la base des données KBOB/eco-bau/IPB 2009/1:2016, http://www.kbob.ch)		
Contenu équivalent carbone de l'énergie délivrée	kg CO_2-eq / MWh	44.61
Facteur d^énergie primaire	MWh oil-eq / MWh	153.97

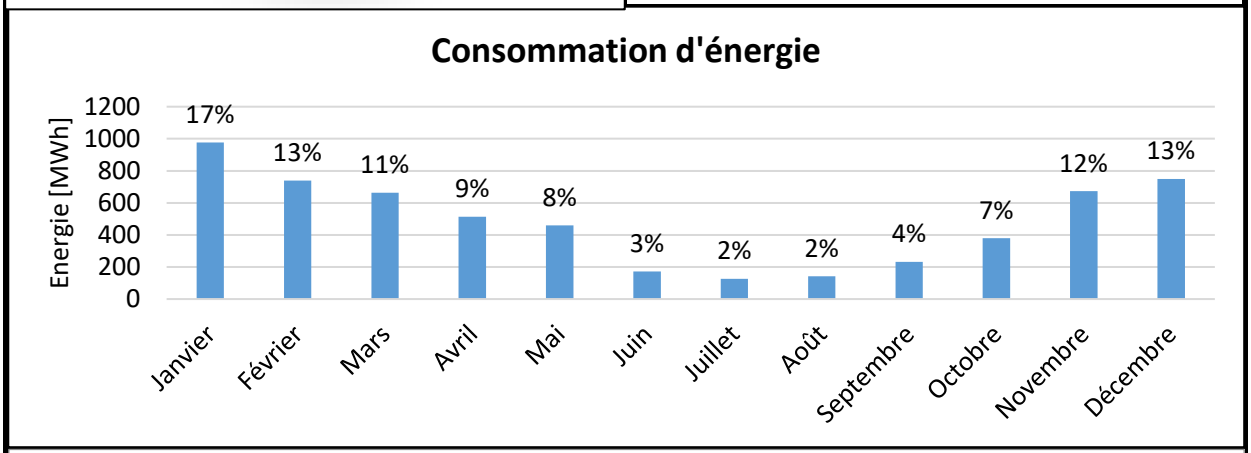
Caractéristiques des sous-stations du CàD	
Nombre de sous-stations connectés	85
Surface SRE totale m^2	
Type d'architecture	ECS primaire
Régulation du débit primaire	V2V
Prix vente chaleur par kWh	
Coût abonnement par an	
Taxes de raccordement	
Stratégie production d'ECS (en continu, à la demande, …)	

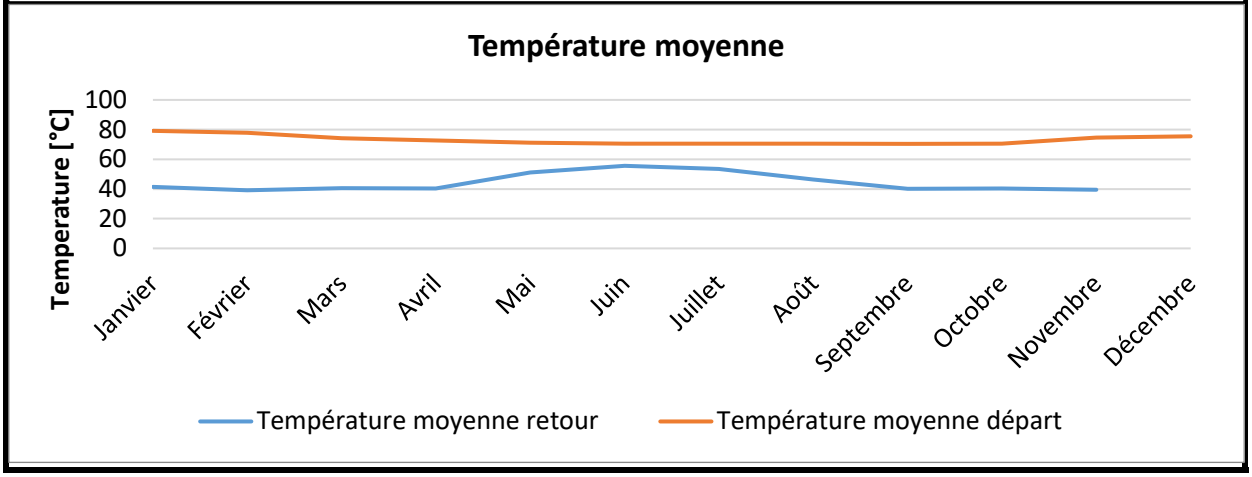
Fiche synthèse réseau chauffage à distance

Caractéristiques Solaires	
Consommation mensuel minimale en été [MWh]	127
Température moyenne aller estival [°C]	71
Température moyenne retour estival [°C]	53

Graphiques







Critères d'héliocompatibilité

Caratéristique du CAD et preneurs	
Critère 1 - Densité de demande linéaire et perte de distribution	
Pourcentage des pertes de chaleur annuelle	13%
Densité énergétique [MWh/kmlinéaire/an]	1.53
Critère 2 - Demande chaleur mensuelle	
Consommation mensuelle minimale du CàD en été [MWh/mois]	127
Surface min. de bâtiments d'habitation connecté [m2]	0.00
Critère 3 - Température de distribution (aller et retour)	
Température aller estivale	71
Différence de température aller/retour	17

Technologie de chaufferie actuelle	
Critère 1 - Type de producteur de chaleur	
Technologie de chaufferie en periode estival	Bois
Critère 2 - Coût de production de chaleur et structure de coût	
Coût opérationnel de la chaleur	

Potentiel solaire du site	
Critère 1 - Ressource solaire	
Productivité annuelle spécifique du champ solaire [kWh/m^2.an] (plein sud incliné à 45°)	1311.00
Critère 2 - Surface disponible	
Surface disponible pour le ou les champs solaires [m²] (terrain, toiture plate et toiture inclinée)	Terrain ≈ 15'000m² Toiture inc. ≈ 600m²

Score total d'heliocompatibilité	

Journal of Physics: Conference Series

PAPER • **OPEN ACCESS**

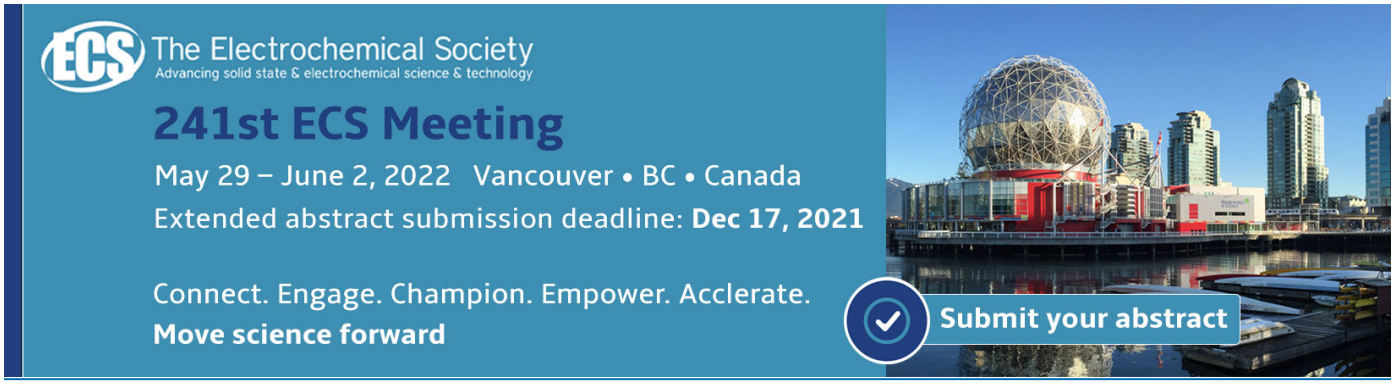
District heating network modelling for future integration of solar thermal energy

To cite this article: Clement Dromart *et al* 2021 *J. Phys.: Conf. Ser.* **2042** 012089

View the article online for updates and enhancements.

You may also like

- Influence of Different Operating Conditions of a District Heating and Cooling System on Heat Transportation Losses of a District Heating Network
Ryszard Zwierzchowski and Olgierd Niemyjski
- Impact of soil moisture on heat losses of pipelines of district heat supply networks at underground channel-free gasket
Guzel Akhmerova, Alina Zalyalova and Raliya Mukhametshina
- Forward temperatures and production planning in district heating systems
Svyatoslav Kultyaev



This content was downloaded from IP address 83.150.57.233 on 01/12/2021 at 13:01

District heating network modelling for future integration of solar thermal energy

Clément Dromart[1], Loïc Puthod[1], Jérôme H. Kämpf[2], Diane von Gunten[1,g]

CREM[1] - Rue Marconi 19 - 1920 Martigny, Switzerland
Idiap Research Institute[2] - Rue Marconi 19 - 1920 Martigny, Switzerland

E-mail: diane.vongunten@crem.ch[g]

Abstract. A key advantage of district heating networks is their ability to integrate different renewable energy sources, from geothermal to solar. However, the success of this integration depends on a variety of design and technical decisions, such as feed-in locations or operating temperatures, which need to be compared and analysed. For this purpose, dynamic models of district heating grids, which allow for an hourly representation of the thermodynamic conditions, are necessary. This type of models are nevertheless still uncommon, drastically limiting options to perform these comparisons accurately. To address this challenge, an open-source tool to model district heating networks is presented here and successfully applied to two case studies in western Switzerland. These simulations are then used in conjunction with simplified models of storage and solar thermal collectors to investigate, in a preliminary way, the impact of solar thermal integration on the mass flow and temperature of the network pipes, illustrating the interest of the proposed method to compare different configurations of renewable heat injections in district heating networks.

1. Introduction

Increasing the share of renewable energy in residential heating systems (24% of the national greenhouse gas emissions in 2018 [1]) is essential to achieve the goals of the Swiss 2050 Energy Strategy, notably a net zero greenhouse gas emissions balance [2]. This requires decisive action in urban areas, where the bulk of the consumption is located. In particular, a major expansion of district heating networks (DHN) is necessary, as these centralized systems allow the sharing and optimisation of different renewable energy sources such as solar, geothermal, or waste heat [3]. These sources are often characterised by a low flexibility, which complicates the management of DHN after integration and creates a need for a more detailed planning than before. However, current techno-economic planning tools generally do not allow to analyse the impact of renewable integration on the whole network, especially on the temperature distribution in pipes. This information is nonetheless important to better understand the possibilities of integrating a specific renewable energy source and to optimize grid operation, for example by evaluating the impact of a substation or a solar panel on the return temperature, which is an important variable to reduce ground heating loss. In this study, this challenge was addressed by developing a framework for modelling DHN, including the thermodynamic state of the pipes, the production of the heating plant, the consumption at the substations, and different heat injection configurations. This open-source framework was then applied to two case studies in

Content from this work may be used under the terms of the Creative Commons Attribution 3.0 licence. Any further distribution of this work must maintain attribution to the author(s) and the title of the work, journal citation and DOI.
Published under licence by IOP Publishing Ltd

Switzerland, keeping an eye on the future integration of solar thermal energy. In both cases, the DHN is modelled in hourly time-steps and validation is done by comparing the model outputs with return temperature measurements.

2. Methods and Tools

Three connected models are used to simulate the system under analysis: A DHN model which is the focus of this study, and a solar gain model, including a simplified solar thermal panel model dynamically adjusting its exit temperature as well as a storage model. An open-source mapping tool (QGIS) is used to share model inputs between the different components.

2.1. DHN model

The DHN model presented here is derived from the *Pandapipes* Python module [5]. This module is designed to simulate multi-energy networks, based on an existing power grid model, and is applied here for one of the first time on realistic case studies. It can operate in two modes, usually used sequentially: a hydraulic and a thermal mode. The different network elements such as heat sources, heat exchangers, pipes, and valves are represented explicitly through a set of equations (hydraulic and thermal) that are solved using the Newton-Raphson method [6]. The main elements needed to build a DHN model are :

- The pipes, which are represented by their position, length, diameter, and loss coefficients, both thermal and hydraulic.
- The substations, which are a key component of the model as they represent the consumers. They consist of a heat exchanger element paired with a valve. The main input here is the hourly heat consumption. Pressure loss and mass flows derive from the developed DHN model.
- The source element, which represents the central heating plant. Input parameters are the mass flow, pressure and temperature of the fluid at the source location. Heat exchangers are used to represent alternative heat sources.

The main model outputs are the thermodynamic properties of the fluid in the network pipes (mass flow, pressure, and temperature).

2.2. Irradiation, storage, and solar thermal panel models

The hourly irradiance is simulated using the CitySim software [4], taking into account the different buildings in our study area, the surface albedo, and meteorological data. The solar panels are placed on available roof space and the collector efficiency is modelled using the European Standard EN 12975 [7]. A model of a well-mixed water storage tank with a temperature-dependent loss coefficient is used in this simulation.

2.3. Goodness-of-fit indicators

To assess the model's quality, this project uses the Kling-Gupta Efficiency (KGE, equation 1) [8], a normalised indicator that accounts for both offset and bias of the model result:

$$KGE = 1 - \sqrt{(r-1)^2 + (\frac{\sigma_s}{\sigma_m} - 1)^2 + (\frac{\mu_s}{\mu_m} - 1)^2} \in]-\infty, 1] \quad (1)$$

where r is the linear correlation between measured data m and simulation s, σ is the standard deviation and μ the mean.

A score of 1 means that the model perfectly reproduces the measurements and a score above 0 means that the model gives a better prediction than the measured average [8].

3. Case studies

Two biomass-based DHN situated in western Switzerland serve as case studies. The first one is the Marais-Rouge, located in Ponts-de-Martel in the canton of Neuchâtel. It was build by a cooperative in 2007 with one heating plant composed of two boilers of 1 MW and 1.25 MW respectively. At the end of the study period (2019), 86 buildings were connected. The Marais-Rouge DHN is a fairly simple network: with only one plant, it is structured like a tree (Figure 4), and therefore the pipe diameters are decreasing from the source to the further pipes. The annual ground temperature is considered to be constant around 10°C.

The second study case is the DHN of Verbier (Wallis). Its particularity as a ski-resort is the population disparity between seasons, with 2'700 yearly residents rising to 35'000 during winter, resulting in a strong increase in heat consumption in winter. The network is organised around two heating plants (*Mondzeu* and *3-Rocs*), respectively of 2 MW and 3.2 MW capacity. The *3-Rocs* plant is fueled by wood pellets, and the *Mondzeu* plant by oil, generally used for consumption-pikes smoothing for about 200 hours per year. The simulation period is January - May 2019. Soil temperature is set to 3°C to reflect the mountainous conditions of this case study and the simulation period.

4. DHN modelling process

The DHN modelling process is divided in three stages: determining the hourly heat consumption, calibrating the substation model, and finally evaluating the hydraulic and thermal conditions. Each stage is tailored to the case studies based on data availability.

4.1. Hourly demand for the Marais-Rouge case study

For the case study of Marais-Rouge, measurements of the hourly ($Q_{p,h}$) and monthly ($Q_{p,m}$) heat production at the central station are available, as well as monthly heat demand ($Q_{b,i,m}$) at the different substations. However, the hourly heat demands at the different substations ($Q_{b,i,h}$) are also necessary for the model. To obtain this missing input, it is assumed that a building heat demand represents a constant fraction of the total network demand for every month (equation 2). The heat demand model takes into account the seasonality of the heat demand, the average behavior of the occupants, and the daily profile from the production plant.

$$Q_{b,i,h} = \frac{Q_{b,i,m}}{Q_{p,m}} \cdot Q_{p,h} \tag{2}$$

This heat demand model is evaluated on hourly measurements performed on a few buildings between 2008 and 2018. For the majority of the buildings, the model well represents the dynamic of the heat demand with 73% of the buildings having a KGE above 0.4 (satisfactory) and 20% above 0.7 (very efficient). However, 18% of the buildings have a KGE below 0, showing the limits of the model, which by design represents well the total heat demand but which simplifies the demand dynamics at the substations, especially the ones with a small demand.

4.2. Calibration of substations for the Verbier case study

For this case study, hourly heat demands and mass flow rates are measured, and therefore the substation models can be directly calibrated. The heat consumed at these substations is linearly related to the mass flow ($\dot{Q} = \dot{m} C_p \Delta T$, with ΔT often fixed). This expected mass flow can however be difficult to measure, and therefore it is interesting to rely on a calibrated substation model that extracts the expected flows from the building's consumed heat.

The calibration is conducted by extracting two coefficients (a, b) from the equation $\dot{Q} = a\dot{m} + b$ for each season. The coefficients are calibrated on the first two months of each season, and the validation is carried out on the third month using the KGE criteria. This application highlighted

measurement errors for one substation, with a KGE consistently below -20. This substation was removed from the analysis.

The KGE criteria for the Verbier substations during the validation period is presented on figure 1.

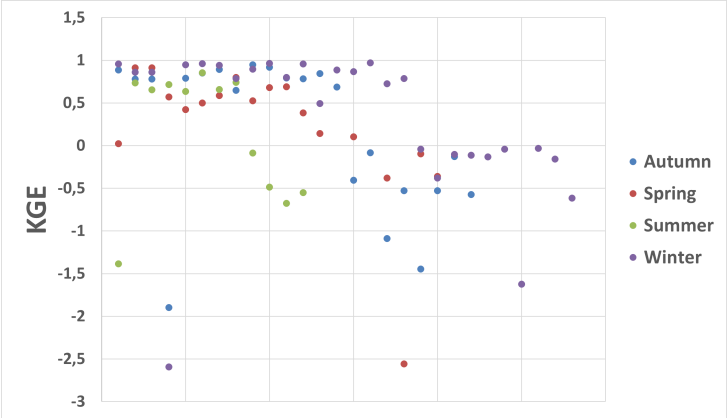


Figure 1. KGE of the modelled and measured substations mass flows - Verbier case study

60% of the points are concentrated between KGE=0.4 and 0.95, showing a general agreement between modelled and measured mass flows. However, the remaining third of the substations stays around KGE=0, representing substations whose mass flows are weakly linked to heat demand, limiting our calibration options. No seasonal impact can be observed.
In Marais-Rouge, as the parameters a and b could not be adapted from the monitoring, they were chosen based on the Verbier case study. The two first stages of the model are now completed, therefore the next step is the hydraulic convergence.

4.3. Hydraulic convergence step for both case studies
Modelling the network flow distribution accurately is crucial for the thermal simulation, which is the key aspect to evaluate DHN efficiency (heat losses, heat plant efficiency). To adjust this flow distribution, a convergence step is necessary since the expected mass flow in the substation is not set directly, but is computed through a parameter representing the valve configuration.

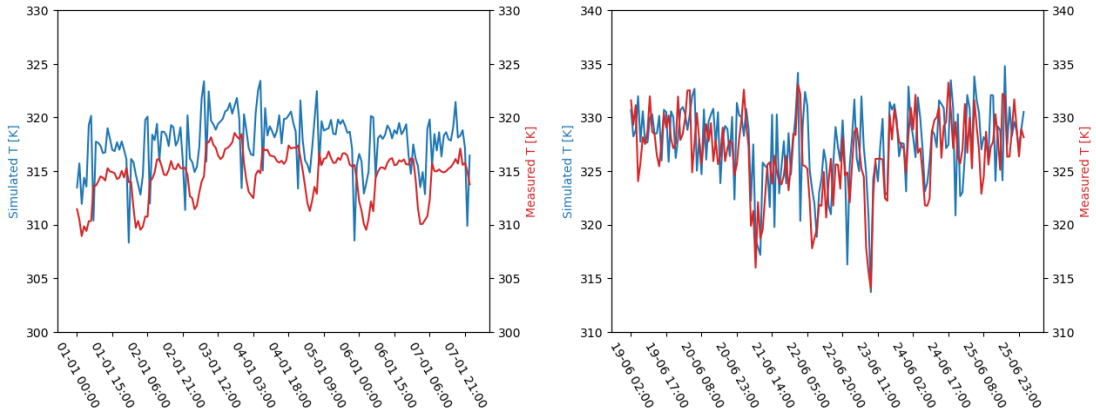
The convergence tool's logic is to compare the expected mass flow and the one given by the DHN model at every substation. In case of a difference, the opening of the substation valve is modified. This loop is repeated until one of the convergence criteria is met: either if the relative error at every valve ϵ <10%, or the mean relative error of all valves $\bar{\epsilon}$ <3%, with $\epsilon = \frac{|\dot{m}_{expected} - \dot{m}_{simulated}|}{\dot{m}_{expected}}$.

5. Comparison between model outputs and measurements

To evaluate the quality of the simulation presented above, the model outputs are compared with the hourly measured return temperature, using the KGE criterion. To visualize the results, two 7-days periods for each case study are selected, one period with a strong heat consumption and one period with a lower heat consumption during a warmer season (Figures 2 and 3).

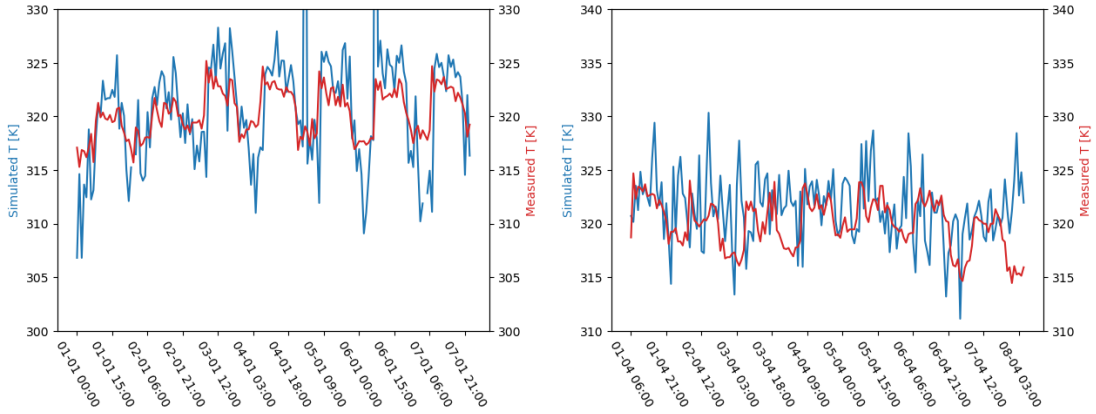
For the simulation period, the KGE criterion is 0.86 for Marais-Rouge (2019) and 0.35 for Verbier (January to May 2019).

In the case of Marais-Rouge (Figure 2), the measured return temperature is well reproduced by the model, although with a slight overestimation during winter, possibly because ground temperature is assumed constant in the current modelling framework. For Verbier (Figure 3),



(a) Profiles superposition in Winter (b) Profiles superposition Summer

Figure 2. Modelled and measured return temperature in the Marais-Rouge case



(a) Profiles superposition in Winter (b) Profiles superposition in Spring

Figure 3. Modelled and measured return temperature in the Verbier case

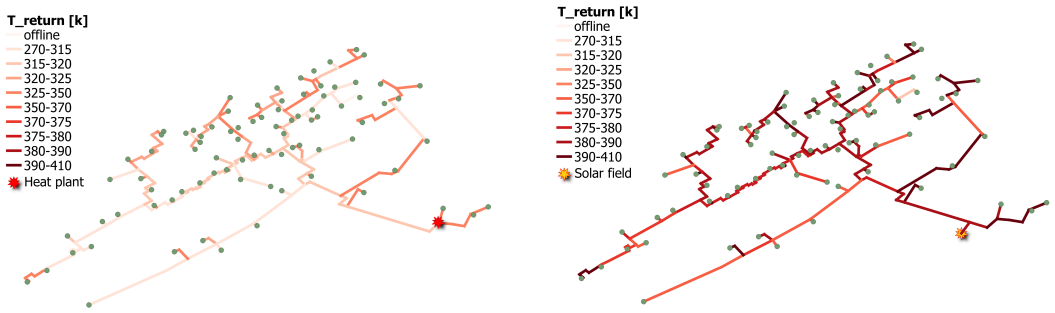
in winter, the modelled return temperature is generally close to the measurements even if the variability is overestimated. On the contrary, in spring, a period where heat consumption is lower and heating loss is proportionally more important, measured return temperature are not well represented by the model at the hourly timescale even if average thermal behaviour is still well captured. The results are obtained whilst not knowing the thermodynamic conditions of the auxiliary heat plant in Verbier. A more detailed model of ground heating loss would be needed here. This fact lowers the KGE in this case study, but the model still perform acceptably during winter and during spring using averaged outputs.

6. Outlook toward application

Using the models presented previously, we implement sources of renewable energy at different location of the networks to study the impact of solar thermal collectors on return temperature.

Since the different components of a solar thermal system such as the storage are still very simplified in this study, only one time step of the study period is presented. The Figure 4 shows the impact on the return temperature of the injection of the production of 4000 m^2 of solar panels for the 08.09.2019 (global horizontal irradiance = 794 W/m^2). At this time step, the

solar collectors outproduce the wood-based heat production, which is therefore turned off. The entry temperature is higher than in the actual setting (408 K compared to 343 K), which means that some heat will contribute to reheat the storage tank.



(a) Initial temperature profile (b) Temperature profile after addition of a solar field

Figure 4. Marais-Rouge network return temperature on September 8th at 11 am

7. Conclusion

To support the future development of DHN models, which are necessary to plan and optimize renewable heat systems, a simulation procedure is presented here and is applied to two DHN, a relatively simple network (Marais-Rouge) limited in data availability, and a more complicated one (Verbier) with more data available. Both models generally reproduce well the measured return temperature, which is a variable influenced by the thermal and hydraulic network conditions. However, a more accurate ground loss model would be necessary to represent of the detailed dynamic of the summer return temperature.

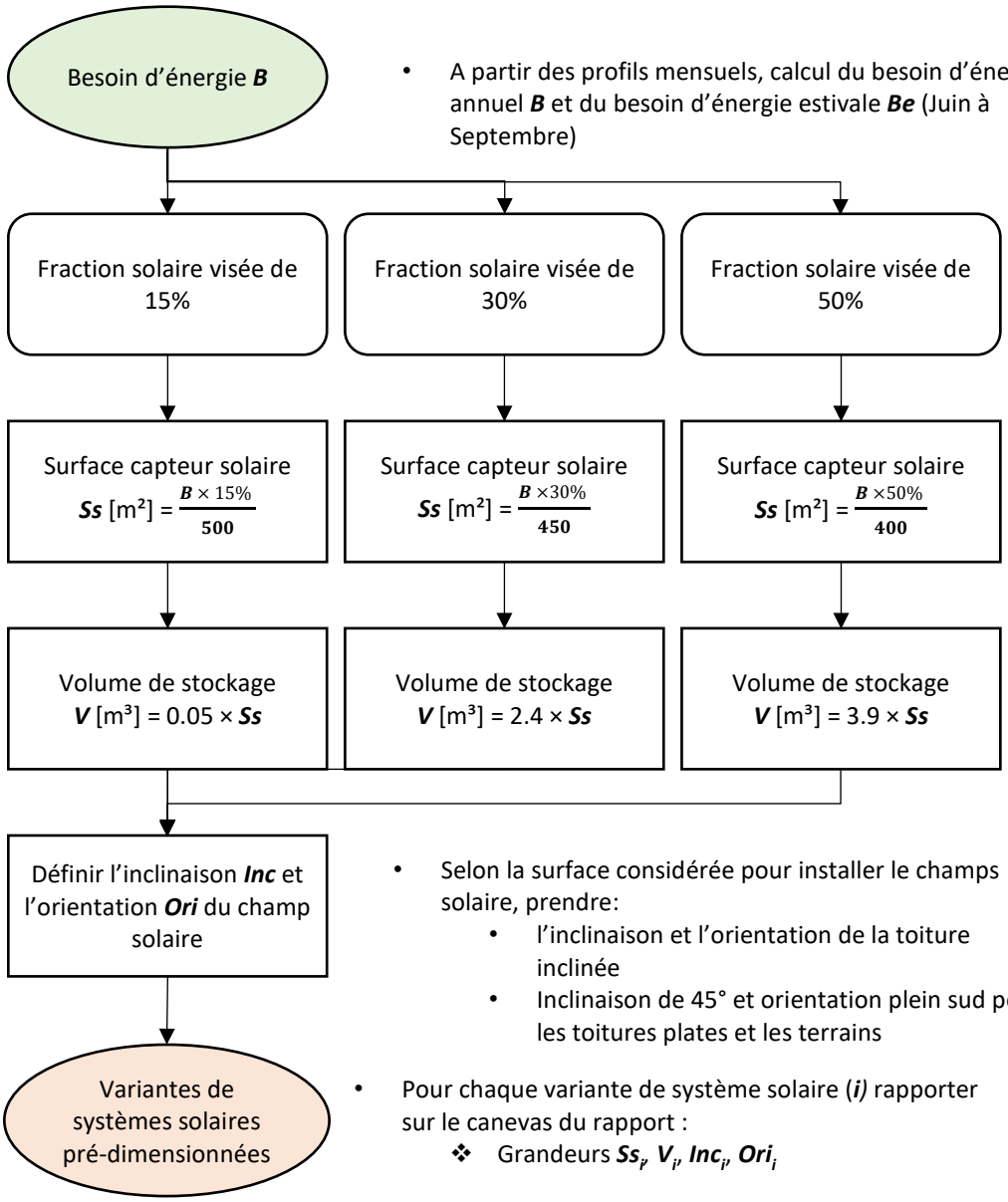
As it stands, the only inputs of the DHN model are the network geometry, the hourly or monthly consumption data and the heat plant data, all three which are often available to DHN operators. The model can therefore be used in conjunction with models of heat production systems such as solar thermal collectors, to compare different configurations of heat injections and to develop control strategies to improve network management. These types of simulations, which are of high interest for DHN managers, are made possible by the presented work.

References

[1] Office fédéral de l'environnement, Evolution des émissions de gaz à effet de serre en Suisse depuis 1990, par secteur, 2018.
[2] Office fédéral de l'énergie, Stratégie énergétique 2050, Rapport du monitoring, 2019.
[3] T.Pauschinger, Advanced District Heating and Cooling (DHC), Chapter 5, Solar thermal energy for district heating, 2015 `https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-374-4.00005-7`.
[4] D. Robinson, F. Haldi, et al., CitySim: Comprehensive microsimulation of resource flows for sustainable urban planning, Eleventh International IBPSA Conference, July 27-30, 2009, Glasgow, Scotland.
[5] Lohmeier, Daniel and Cronbach, Dennis et al., Pandapipes: An Open-Source Piping Grid Calculation Package for Multi-Energy Grid Simulations, Sustainability 12-23, 2020.
[6] Xin-She Yang, Engineering Mathematics with Examples and Applications, Academic Press 20, 2017.
[7] Solar District Heating. Quality assurance in solar heating and cooling technology. Technical report, Intelligent Energy Europe, 2012.
[8] J.Wouter, M.Knoben, J.Freer, and R.A.Woods, Technical note: Inherent benchmark or not? Comparing Nash–Sutcliffe and Kling–Gupta efficiency scores, Hydrology and earth systems science 23-10, 2019.

SolCAD - Annexe

Pré-Dimensionner le système solaire sur la base de la consommation d'énergie



- A partir des profils mensuels, calcul du besoin d'énergie annuel ***B*** et du besoin d'énergie estivale ***Be*** (Juin à Septembre)

- Selon la surface considérée pour installer le champs solaire, prendre:
  - l'inclinaison et l'orientation de la toiture inclinée
  - Inclinaison de 45° et orientation plein sud pour les toitures plates et les terrains

- Pour chaque variante de système solaire (***i***) rapporter sur le canevas du rapport :
  - ❖ Grandeurs Ss_i, V_i, Inc_i, Ori_i

Les clés de dimensionnement sont issu de: Genet, R., Paulus, C., 2016. SOLAIRE DANS LES OPERATIONS D'AMENAGEMENT : Opportunités, conseils et bonnes pratiques.

Auteurs :

Alexis Duret alexis.duret@heig-vd.ch
Martin Guillaume martin.guillaume@heig-vd.ch
Xavier Jobard xavier.jobard@heig-vd.ch

Laboratoire d'Energétique Solaire et de Physique du Bâtiment (LESBAT)
Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud (HEIG-VD)

HAUTE ÉCOLE D'INGÉNIERIE ET DE GESTION DU CANTON DE VAUD

Laboratoire d'énergétique solaire et de physique du bâtiment

Avenue des Sports 20
CH - 1400 Yverdon-les-Bains
Laboratoire d'Energétique Solaire et de Physique du Bâtiment (LESBAT)
Resp : Dr. Stéphane Citherlet
Tél : ++41 (0)24 557 63 54
Fax : ++41 (0)24 557 76 01

SOLCAD – INTÉGRATION DU SOLAIRE THERMIQUE DANS LES CHAUFFAGE À DISTANCE EN SUISSE

SIMULATION DYNAMIQUE DE LA CHAUFFERIE DES MARAIS-ROUGE AVEC UN INSTALLATION SOLAIRE THERMIQUE

VERSION 1.0

16 Novembre 2021

Auteurs :

Laboratoire d'Energétique Solaire et de Physique du Bâtiment
Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud

Alexis Duret *alexis.duret@heig-vd.ch*
Xavier Jobard *xavier.jobard@heig-vd.ch*

Mandant :

Office Fédéral de l'énergie

Hes·so

Table des matières

SOLCAD – INTÉGRATION DU SOLAIRE THERMIQUE DANS LES CHAUFFAGE À DISTANCE EN SUISSE 1

1 INTRODUCTION 2

2 DESCRIPTION DE LA CHAUFFERIE ACTUELLE ET DU MODÈLE NUMÉRIQUE 3

2.1 LES CHAUDIÈRES BOIS 4
2.1.1 Régulation des chaudières 4
2.1.2 Modélisation 6
2.2 LES CONDENSEURS DE FUMÉE 8

3 INTÉGRATION DE L'INSTALLATION SOLAIRE THERMIQUE 10

3.1 RÉGULATION DE L'INSTALLATION SOLAIRE 10
3.2 STOCKAGE DE CHALEUR 10
3.2.1 Dimensionnement de la cuve 11
3.2.2 Perte thermique de la cuve 11

4 RÉSULTATS ET ANALYSES DES SIMULATIONS 12

4.1 DONNÉES D'ENTRÉE 12
4.2 SCENARIO 1 : FRACTION SOLAIRE FAIBLE 13
4.3 FRACTION SOLAIRE DE L'ORDRE DE 30% 14
4.4 OPTIMISATION DES CYCLES DE DÉMARRAGE DES CHAUDIÈRES EN INTERSAISON 16

5 CONCLUSION 17

6 REFERENCES 17

7 NOMENCLATURE 18

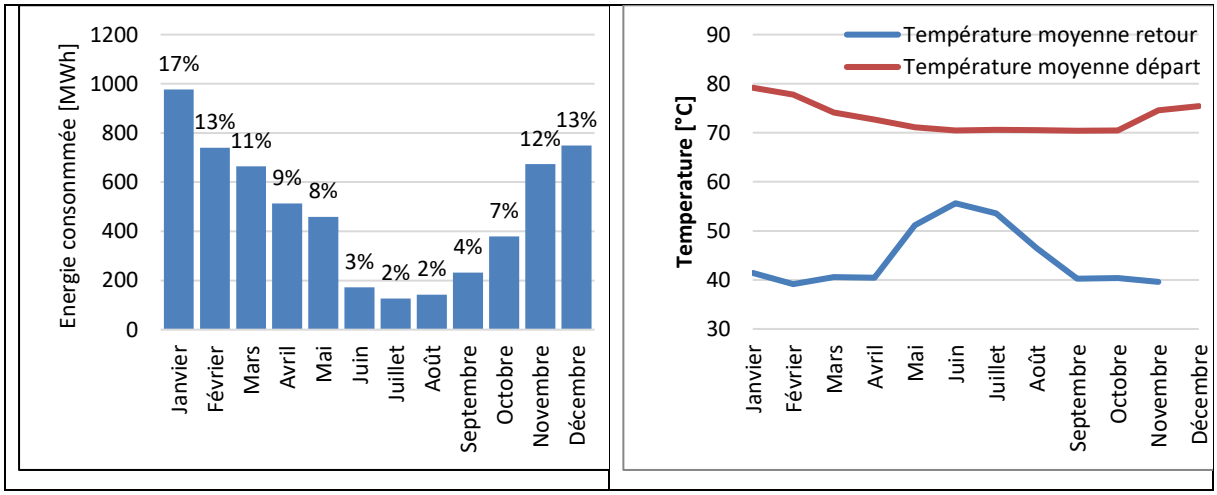
1 Introduction

L'objet de l'étude présenté ici est l'intégration d'un champ solaire thermique sur le chauffage à distance de la ville des Ponts-de-Martel située dans le jura neuchâtelois. Cette ville rurale dispose de plusieurs aspects positifs pour la chaleur solaire bien que la ressource solaire n'y est pas le plus importante de Suisse. Le combustible principal utilisé par ce CAD est le bois déchiqueté (plaquette forestière) et des surfaces sont disponibles à proximité de la chaufferie principale pour installer les panneaux solaires.

Le réseau de chauffage urbain est entré en service en septembre 2007. Au départ, 32 bâtiments de la ville des-Ponts-de-Martel étaient alimentés par celui-ci pour une longueur totale de réseau de 2,1 km. Dix ans plus tard, près de 80 bâtiments sont raccordés au système de chauffage urbain.

L'ensemble du réseau de chauffage urbain appartient à une coopérative appelée "Le Marais-rouge - Société coopérative de chauffage à distance à bois". Chaque consommateur (y compris les futurs consommateurs potentiels) du réseau peut faire partie de cette société. Ce statut juridique particulier fait de "Les-Ponts-de-Martel" un système de chauffage à distance complètement différent de celui géré par les sociétés de fourniture de chaleur. L'implication des consommateurs dans une coopérative permet d'accéder plus facilement aux circuits secondaires de distribution de chaleur pour des mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique, puisqu'ils en bénéficient : le prix de l'énergie consommée dépend de l'efficacité globale du réseau de chauffage urbain.

Caractéristiques du réseau des-Ponts-de-Martel		
Génération de CaD	[1 à 4]	4
Puissance installée	[MW]	2.25
Puissance souscrite	[MW]	-
Energie fourni en	[GWh]	5.81
Année de référence	[an]	2019
Longueur réseau	[m]	3800
Architecture (maillé, droit, multi source, décentralisé…)		droit
Densité énergétique [MWh/kmlinéaire/an]	[MWh/mlinéaire/an]	1.53
Pertes de chaleur [GWh]	[GWh]	0.76
Température aller à la température de base [°C]	[°C]	80
Température retour moyenne [°C]	[°C]	44



2 Description de la chaufferie actuelle et du modèle numérique

La chaufferie actuelle est composée de chaudière brulant du bois déchiqueté. Ces chaudières ont été installées successivement tout d'abord à la mise en service du chauffage à distance en 2007 puis en 2016 afin de couvrir les besoins des nouveaux usagers venus se raccorder par la suite. Ces 2 chaudières d'une puissance respective de 1250 kW et 1000 kW sont raccordées entre elles en série. De plus des condenseurs découplés ont été aussi été installé afin de récupérer la chaleur latente contenue dans le gaz de combustion et ainsi augmenter l'efficacité énergétique globale de la chaufferie. Ceci a été possible après une campagne d'optimisation de la distribution de chaleur au niveau des circuits de chauffage des bâtiments dont l'objectif était de baisser au maximum les températures de retour. Les condenseurs sont connectés sur la conduite de retour du chauffage à distance en amont des chaudières. A cela, s'ajoute une chaudière à Mazout de 1550 kW pour le secours et les périodes de maintenance des chaudières à bois. La Figure 1 présente un schéma hydraulique simplifié de la chaufferie.

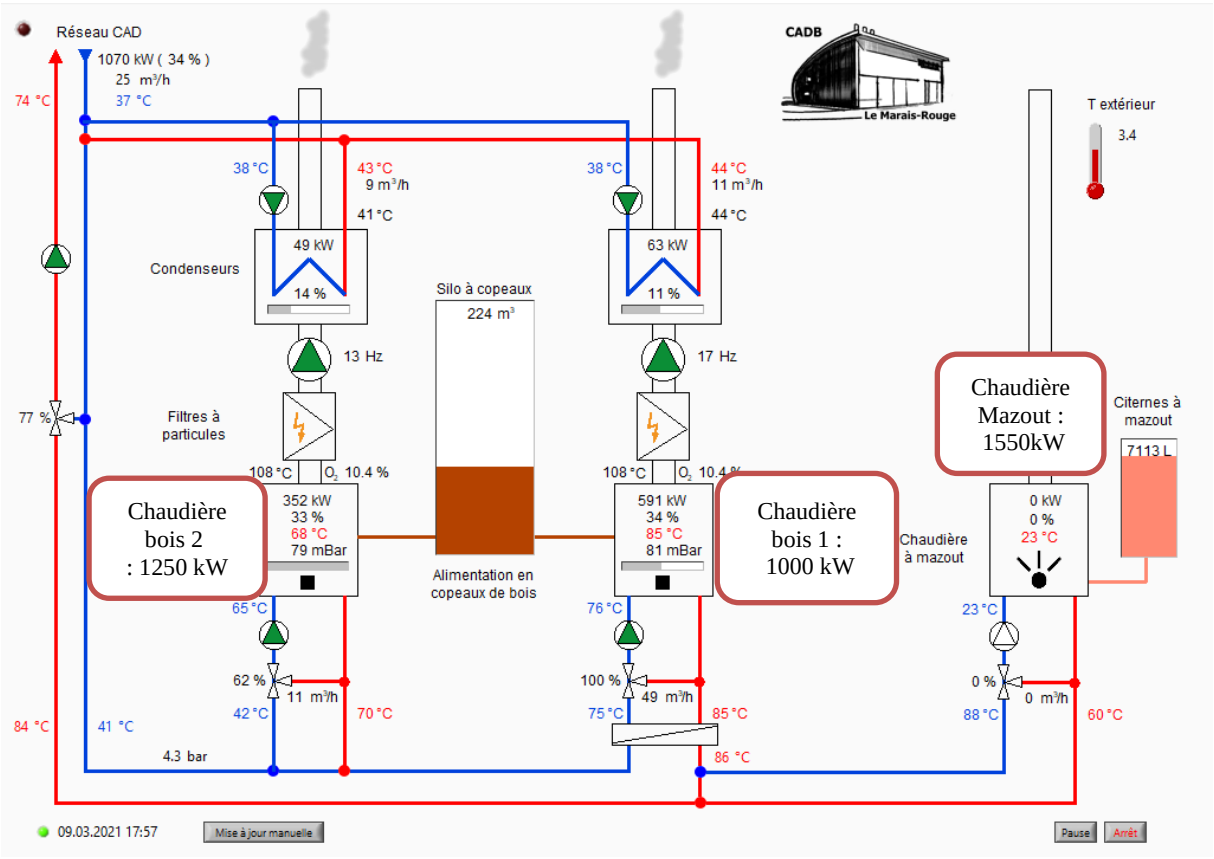


Figure 1: Schéma hydraulique de la chaufferie des Pont de Martel

2.1 Les Chaudières Bois

Les chaudières installées sont équipées de bruleur consommant du bois déchiqueté émanant des exploitations forestières de la région. Le Tableau 1 présente les caractéristiques importantes des chaudières.

Tableau 1: Caractéristiques des chaudières bois 1 et 2

Chaudière Bois 1 – Viessman TMV 17		
Puissance nominale (w50)	1000	kW
Température max.	105	°C
Débit	45	m^3/h
Régulation température de depart	Courbe de chauffage	
Régulation température de retour	Constant 65°C	
Régulation débit	Constant 45 m^3/h	
Chaudière Bois n°2 – Müller TMV 18TR		
Puissance nominale	1250	kW
Température max.	110	°C
Débit	50	m^3/h
Régulation température de retour	Constant 65°C	
Régulation débit	Constant 50 m^3/h	
Modulation puissance	20 – 100%	

2.1.1 Régulation des chaudières

Ces chaudières possèdent chacune une boucle de recyclage d'eau à débit constant afin de garantir une température de retour au-dessus de 65°C. Elles sont néanmoins équipées d'un dispositif permettant la modulation de leur puissance entre 20 et 100%. La température fournie en sortie de la centrale (Tbois) de production de chaleur et au départ du réseau (Tallé CAD) sont données par différentes lois d'eau en fonction de la saison présentée à la Figure 2 et les valeurs sont présentés plus en détail dans le Tableau 3.

De plus, l'utilisation des chaudières diffère suivant les saisons, les date des changements de saison sont données au Tableau 2 :

- En hiver, elles sont couplées en série. La 1ère chaudière chauffe l'eau de réseau jusqu'à 70°C puis la deuxième jusqu'à la température de consigne données par la loi d'eau « hiver » donnée à la Figure 2.
- Au printemps et à l'automne, seulement la chaudière 1 fonctionne. La loi d'eau est quant à elle légèrement différente.
- En été, seule la chaudière 2 fonctionne

Saison	Début		Fin	
	Date	Heure de l'année	Date	Heure de l'année
Hiver	22.10.2019	2607	19.04.2019	7057

Été	15.06.2019	3967	06.10.2019	6690

Tableau 2 : dates des changements de saison hivernale et estivale

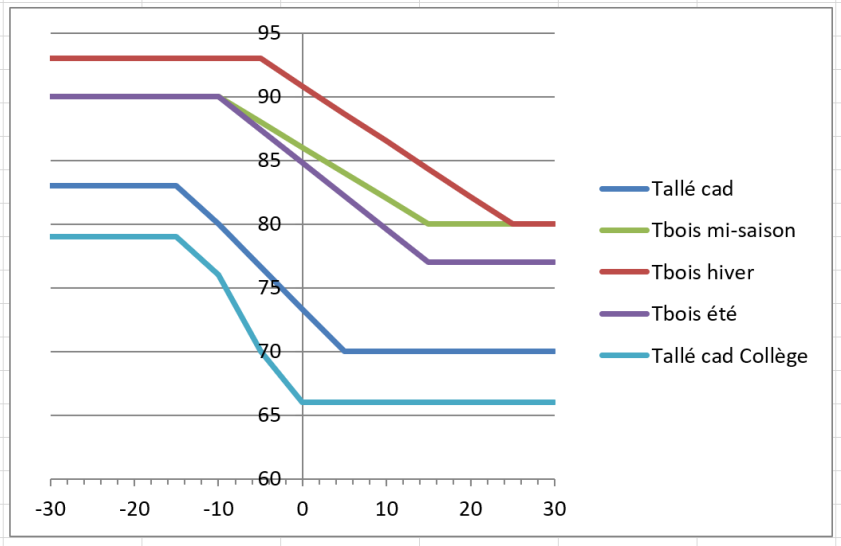


Figure 2: loi d'eau au départ des réseaux et en sortie des chaudières bois

Tableau 3: Caractéristique des lois d'eau de consigne des chaudière bois

	hiver		inter		été	
	TBoiFl	Text	TBoiFl	Text	TBoiFl	Text
min	80	25	80	15	90	15
max	93	-5	90	-10	77	-10
pente	-0.433		-0.400		0.520	
b0	90.833		86.000		82.200	

Le combustible utilisé est de la plaquette forestière mais il y a peu d'information sur ces caractéristiques (pouvoir calorifique et taux d'humidité). Pour la modélisation, le combustible pris en compte est des pellets avec une humidité de 40%. La plaquette forestière n'étant pas défini dans Trnsys.

2.1.2 Modélisation

La modélisation de la chaufferie a été réalisé sur le logiciel Trnsys (Klein and Al., 2014). Les chaudières à bois sont modélisées avec le type 869 développé par(Haller et al., 2011). C'est un modèle numérique permettant de simuler toute sorte de chaudière de technologie et combustible différent et notamment les chaudières brulant des plaquettes de bois déchiqueté. Les paramètres sont définis à partir des données ci-dessus et des données fournies par le constructeur.

La validation des simulations donne de bon résultats (voir Figure 3). Avec des valeurs de cvRMSE très basse (2.2% et 3.3%). Le comportement dynamique des chaudières est relativement fidèlement représenté en considération des données d'entrée et du bruit des mesures. En effet, la température mesurée en sortie des chaudières dévie légèrement de la température de consigne données par la loi d'eau. Ceci est confirmé par la comparaison des monotones de puissance des chaudières présenté à la Figure 4 et à la Figure 5. Néanmoins une réserve peut être émise pour la chaudière 2 dont le modèle ne permet pas de reproduire son taux de charge mesuré lors du fonctionnement en cascade, c'est-à-dire en période hivernale. En effet et comme le précise la Figure 5 la charge de la chaudière 2 calculée avec le modèle numérique Trnsys montre un palier à 500 kW qui n'existe pas en réalité. Ce point devrait être plus amplement étudier afin de trouver ses causes.

a) Chaudière Bois 1 b) Chaudière Bois 2

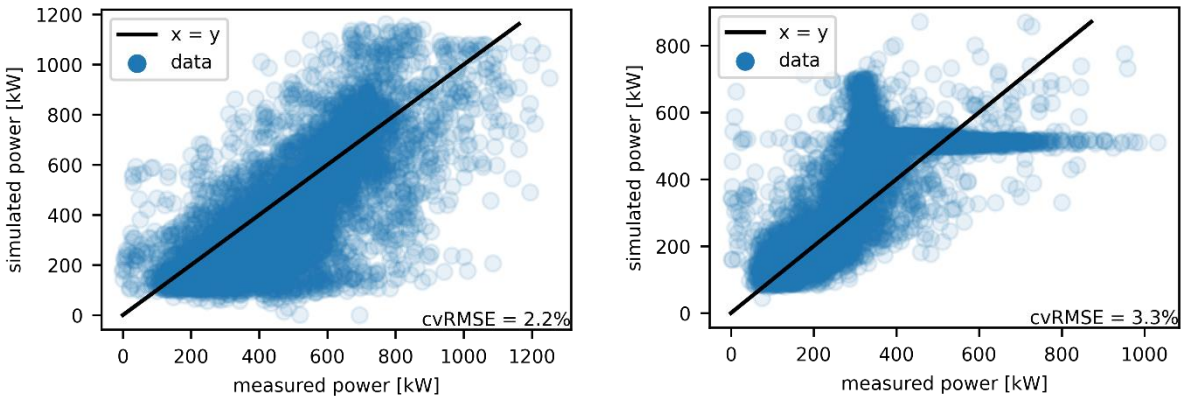


Figure 3 : Comparaison des données de monitoring et des simulations pour la chaudière bois 1 (à gauche) et 2 (à droite)

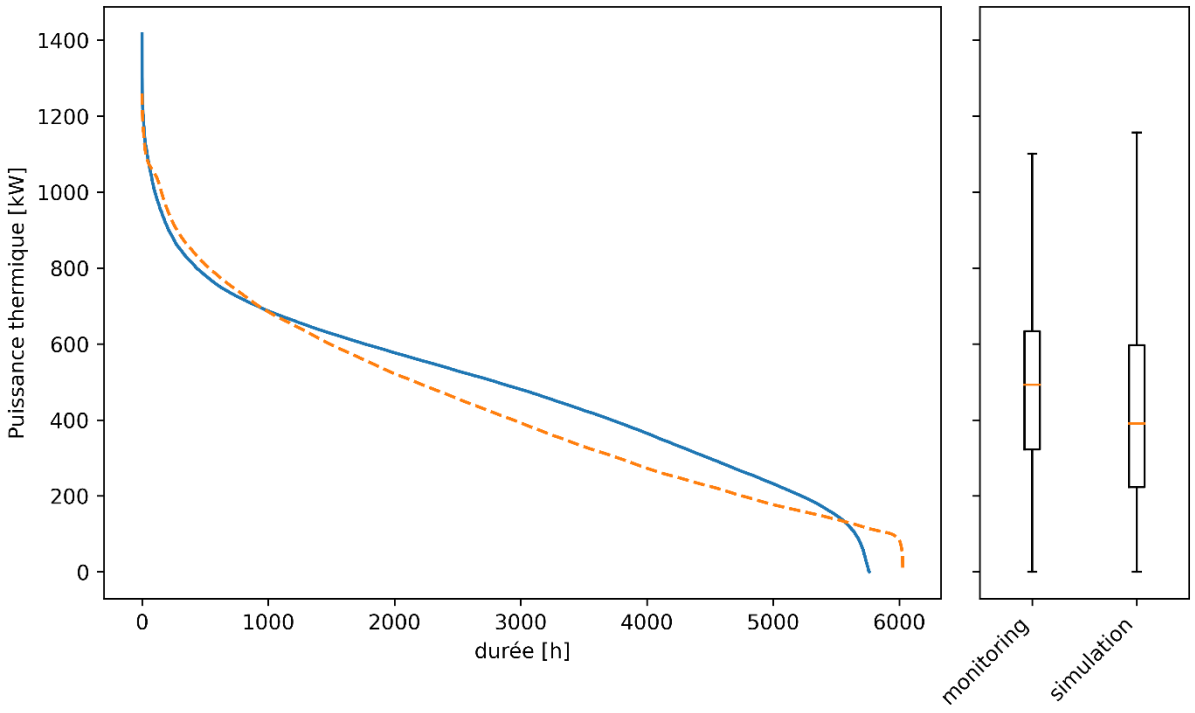


Figure 4: Comparaison des monotones de puissance de la Chaudière 1 issus du monitoring et des simulations

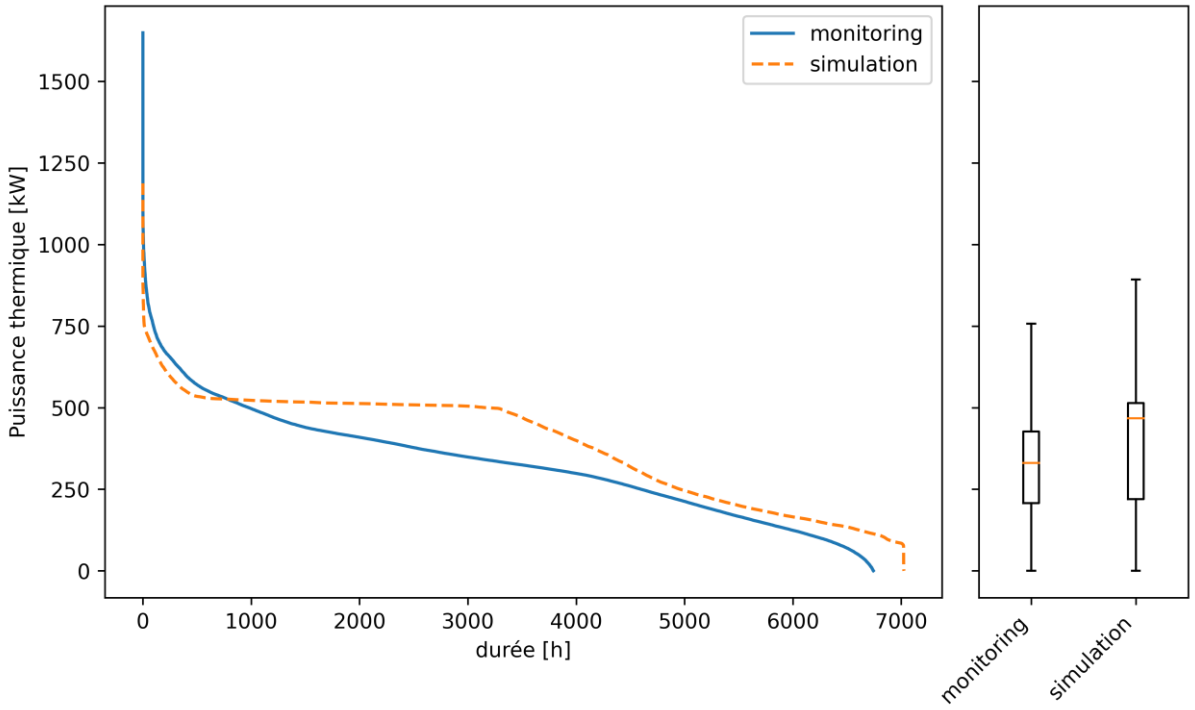


Figure 5: Comparaison des monotones de puissance de la Chaudière 2 issus du monitoring et des simulations

2.2 Les condenseurs de fumée

Les chaudières à bois ont été équipées de condenseur de fumée afin d'augmenter l'efficacité énergétique de la centrale de chauffe. Ceux-ci sont installés en amont des chaudières et permettent de préchauffer l'eau du réseau retournant à la centrale. Ceci est bénéfique puisque cela permet une récupération d'énergie sinon perdue dans les fumées et de limiter la recirculation d'eau des chaudières à bois qui ne doivent pas avoir des températures en entrée du corps de chauffe inférieur à 65°C.

Les condenseurs sont modélisés très simplement en prenant des pertes de chaleur constantes et une efficacité de récupération de chaleur sur la chaleur fatale (latente et sensible) des fumées en sortie des chaudières à bois. L'équation définissant ce fonctionnement est donnée ci-après :

$$\eta_{fg} \cdot (\dot{Q}_{fg} - \dot{Q}_{loss})$$

Avec :

- $\eta_{fg} = 0.9$: l'efficacité de récupération de la chaleur des fumées
- Q_{fg} : la chaleur latente et sensible contenu dans le gaz des fumées, donnée par la modèle de chaudière à bois et les caractéristiques du combustible.
- $Q_{fg,loss}$: les pertes de chaleur sensible entre la chaudière et les condenseurs

Les paramètres des équations η_{fg} et $Q_{fg,loss}$ ont été identifiés graphiquement en comparant les données de monitoring et le résultat des simulations. Les valeurs obtenues sont données au **Error! Reference source not found.**.

	Condenseur 1	Condenseur 2
η_{fg}	0.90	0.90
$\dot{Q}_{fg,loss}$	90 000 kJ/h	72 000 kJ/h

Tableau 43 : Paramètres pour le modèle numérique de condenseur

La Figure 6 et la Figure 7 présentent une comparaison des résultats du modèle numérique avec les données de monitoring du CAD des Ponts-de-Martel. Les graphiques montrent que les approximations du modèle permettent de reproduire grossièrement le fonctionnement du condenseur avec une valeur de cvRMSE tout juste supérieure à 25% pour le condenseur 2 et inférieure à 20% pour le condenseur 1. Cependant les écarts relatifs de la production annuelle de chaleur des condenseurs sont de 30% pour le condenseur 1 et de 1 % pour le condenseur 2. Les données mesurées montrent une non linéarité entre la puissance thermique de la chaudière et la puissance thermique du condenseur que le modèle ne reproduit pas. Une efficacité variable et une meilleure identification des paramètres amélioreraient les performances du modèle. Par contre pour le besoin de l'étude le modèle est considéré néanmoins comme satisfaisant.

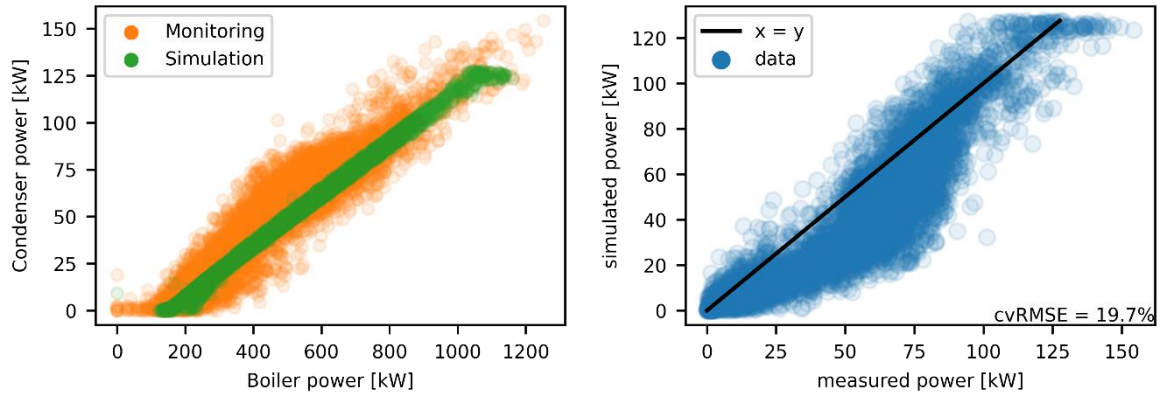


Figure 6: Comparaison des données de monitoring et des simulations pour le condenseur 1

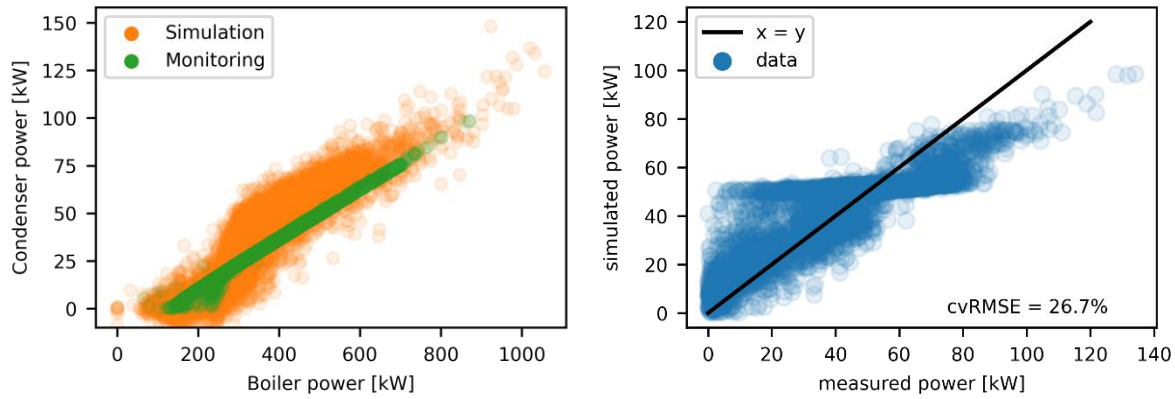
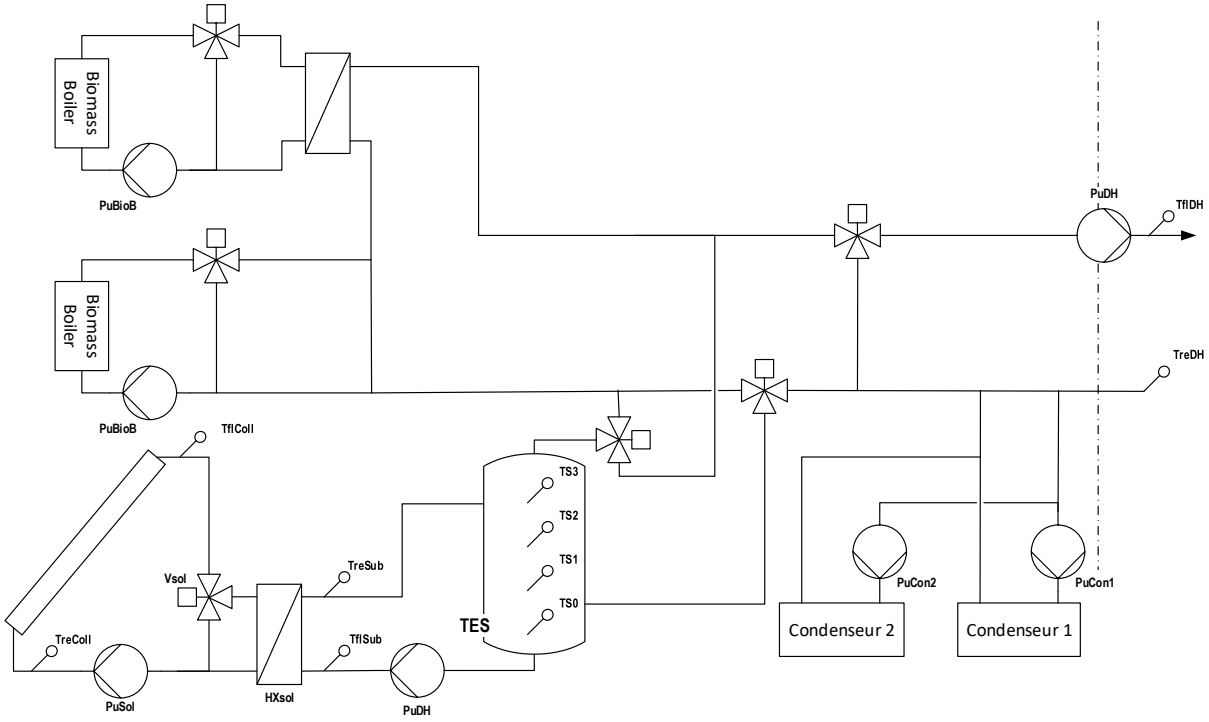


Figure 7: Comparaison des données de monitoring et des simulations pour le condenseur 2

3 Intégration de l'installation solaire thermique

Un champ solaire peut s'intégrer de plusieurs façons sur un CAD. Les pratiques les plus courantes sont présenté dans le livrable du WP2. En configuration centralisée comme pour ce cas d'étude, le champ solaire injecte directement la chaleur produite au niveau de la chaufferie. En raison des condenseurs et du fait que leurs performances dépendent de la température de retour du CAD, l'installation solaire est intégrée en aval des condenseurs et injecte la chaleur soit sur le retour des chaudières soit directement sur le départ du CAD lorsque l'installation solaire permet de couvrir l'intégralité des besoins.



3.1 Régulation de l'installation solaire

En hiver et en intersaison, le champ solaire est connecté en série avec les chaudières mais après les condenseurs. La température du champ est alors régulée pour fournir une température de au moins 5K de plus que la température en sortie des condenseurs mais sera borner à 65°C. Cela permet de baisser la température de fonctionnement du champ solaire sans pour autant péjorer le fonctionnement des chaudières à bois.

En été, l'installation solaire doit fournir la totalité de la chaleur au réseau. L'installation est donc régulée pour fournir la température de départ du CAD.

3.2 Stockage de chaleur

Afin de garantir la fourniture de chaleur même la nuit ou lorsque la météo ne permet pas à l'installation solaire de fournir la puissance appelée, une cuve d'eau chaude est installée afin de stocker l'énergie solaire produite et de l'injecter plus tard sur le réseau. La technologie choisie est ici des cuves en acier isolées tel que celle produite par la société Jenni Solartechnik AG. Ces cuves doivent être fortement isolées. Au Danemark, celles-ci sont isolé avec entre 30 et 45 cm de laine minérale. Les pertes acceptables sont quantifiées à environ 2% par semaine pour 500 m3 et 1% par semaine pour les cuves de 5000 m3 (Sveinbjörnsson et al., 2017).

La cuve est intégrée dans le schéma hydraulique afin de stocker exclusivement la chaleur solaire. Cela a été choisi pour simplifier la régulation. La cuve fonctionne avec le principe de la thermocline, une température de consigne est donnée pour la température de charge.

3.2.1 Dimensionnement de la cuve

La cuve a été dimensionnée afin de permettre un stockage hebdomadaire de la chaleur en été dans l'éventualité d'une période d'environ 7 jours avec des faibles irradiations. Il faut donc estimer la quantité de chaleur consommée en été sur le CAD des Marais-Rouge et ainsi calculé le volume d'eau nécessaire à la température de service voulue. La Figure 7 présente la production hebdomadaire de la centrale des Marais-Rouge pour les mois de juillet et d'aout. La consommation moyenne sur cette période est de 30 800 kWh.

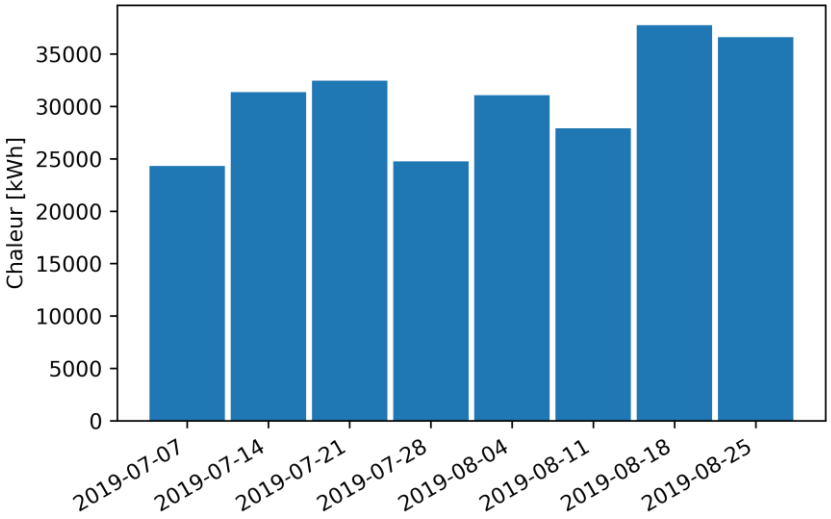


Figure 8 : Consommation de chaleur hebdomadaire moyenne sur le CAD des Marais-Rouge pour les mois de juillet et aout 2019

Afin de déterminer le volume, il convient d'estimer la différence de température entre une cuve chargée et une cuve vide. Il convient ici de prendre la température moyenne de service (environ 70°C en été) et la température maximale de champ solaire (95°C). Il en résulte une différence de température ΔT de stockage de 25°C. Le volume de stockage nécessaire est d'environ 1060 m^3 et est calculé avec l'équation ci-dessous :

$$VS = \frac{Q_{dim}}{\rho \,.\, cp \,.\, \Delta TS}$$

3.2.2 Perte thermique de la cuve

Les pertes thermiques de la cuve sont simplement évaluées à partir d'un calcul de déperdition suivant la géométrie de la cuve (un cylindre vertical). Le seul paramètre géométrique fixe est le ratio hauteur, diamètre à 2. Cette valeur permet d'avoir une cuve compacte et une stratification efficace.

Le coefficient surfacique de perte thermique U a été calculé pour 5 volumes [50, 500, 5000, 10000, 15000] m^3 puis un modèle de régression a été définis et identifié avec succès. Ce dernier est données par l'équation suivante :

$$U = a \,.\, (VS - b)^c$$

Les coefficients sont donnés au tableau suivant :

	a	b	c	R^2
e = 30 cm	0.1529	48.66	-0.01312	0.999
e = 45 cm	0.1100	48.57	-0.01999	0.998

La variation du coefficient U est donnée en fonction du volume de stockage VS à la Figure 9

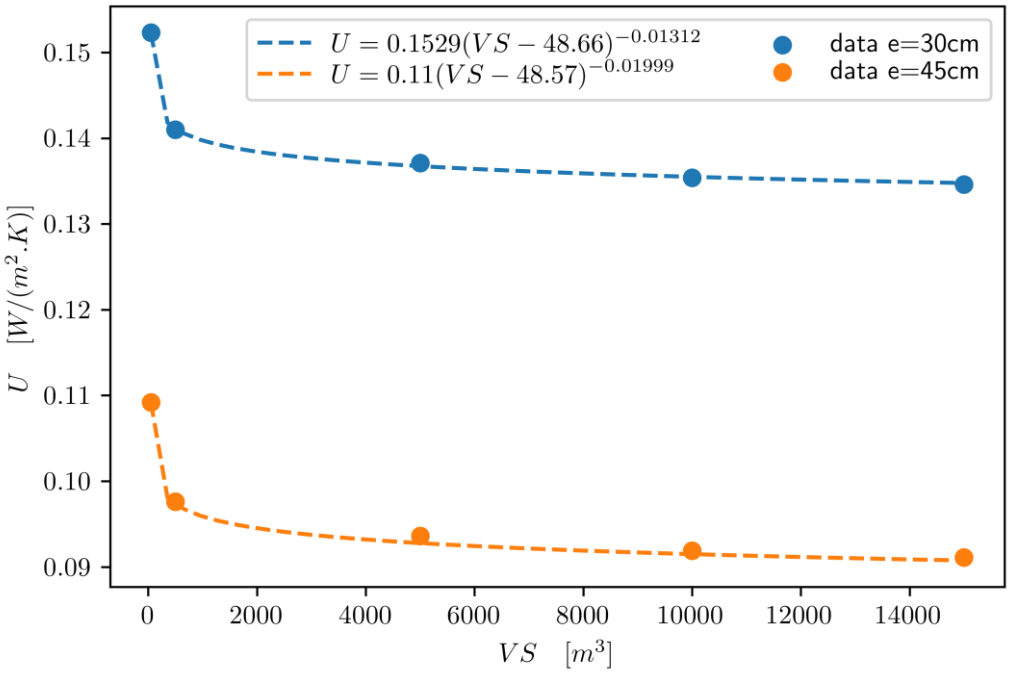


Figure 9 : évolution du coefficient de perte thermique U de la cuve de stockage en fonction du volume et pour ratio hauteur/diamètre constant 2.

4 Résultats et analyses des simulations

Cette section présente les résultats obtenus avec le modèle numérique et leur analyse afin de montrer le potentiel technique de l'intégration de solaire thermique dans le CAD des Marais-Rouge. Un objectif sous-jacent est de donner des éléments sur l'influence de l'installation solaire thermique sur l'opération des chaudières bois et notamment d'établir s'il y a une augmentation des cycles de démarrage des chaudières. Pour cela plusieurs scénarios ont été implémentés et dimensionnés à partir de l'étude de préfaisabilité disponible à la section 7.3.2 du rapport SolCAD (Gunten et al., 2021) :

1. Fraction solaire inférieure à 15% avec 1500 m^2 et 75 m^3 de stockage et un couplage retour/retour
2. Fraction solaire de l'ordre de 30% avec 3300 m^2 et 1060 m^3 et un couplage aller/retour
3. Optimisation des cycles de démarrage

4.1 Données d'entrée

Le modèle numérique nécessite plusieurs données d'entrée pour simuler l'installation sur une année entière. Elles sont décrites brièvement ci-dessous :

- Le débit et la température du fluide caloporteur fourni au réseau pour chaque heure de l'année 2019 (qui caractérise la demande de chaleur du CàD)
- La température extérieure pour chaque heure de l'année 2019
- Les composantes (global horizontal et direct normal) de l'irradiation sur le site en 2019 à un pas de temps d'1 minutes. Celles-ci ont été obtenues avec le service CAMS[1] permettant de générer des données irradiations géolocalisées d'une bonne précision

4.2 Scenario 1 : fraction solaire faible

Un premier scénario a été défini afin d'analyser les systèmes avec une faible fraction solaire (< 15%), un volume de stockage restreint et une injection seulement sur le retour des condenseurs. Les résultats annuels du Tableau 4 montre une productivité et un rendement très satisfaisant de respectivement 516 kWh/(m^2.an) et 33%. La chaleur solaire est donc très bien utilisée.

Ressource solaire dans le plan des capteurs (30°, 0° Sud)	1558	kWh/(m^2.a)
Productible	773	MWh
Productivité	516	kWh/(m^2.a)
Rendement solaire	33	%
Fraction solaire	13	%

Tableau 4: Performance annuelle de l'installation solaire incluant les pertes de stockage de scenario 1

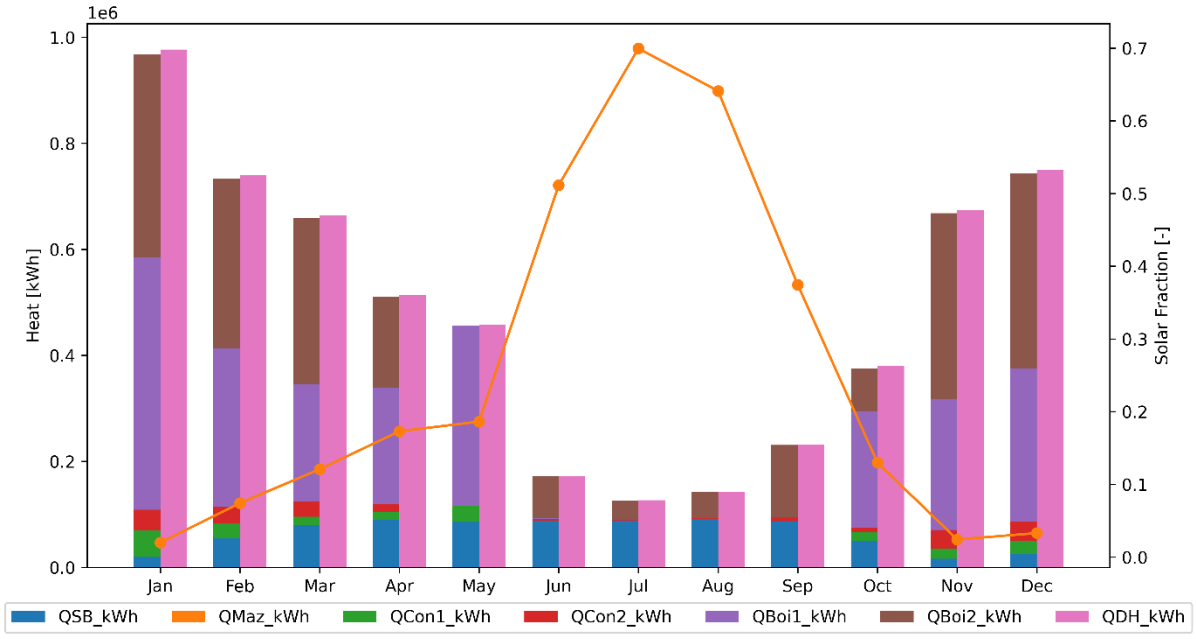


Figure 10: Production de chaleur mensuelle par installation et fraction solaire pour le scenario 1

La Figure 10 montre aussi une très bonne couverture solaire en été supérieure à 60% pour les mois de juillet et aout mais insuffisante pour couvrir totalement les besoins. Par contre le couplage retour/retour engendre d'important cycle de démarrage de la chaudière à bois en été. Celle-ci démarre à chaque fois que l'installation ne permet pas de complètement couvrir les besoins. Une optimisation

[1] solar.atmosphere.copernicus.eu/cams-radiation-service

est surement possible afin de les réduire mais cela ne permettrait pas de totalement supprimé ces cycles. L'installation d'un stockage plus grand et utilisable par les chaudières biomasse serait bénéfique.

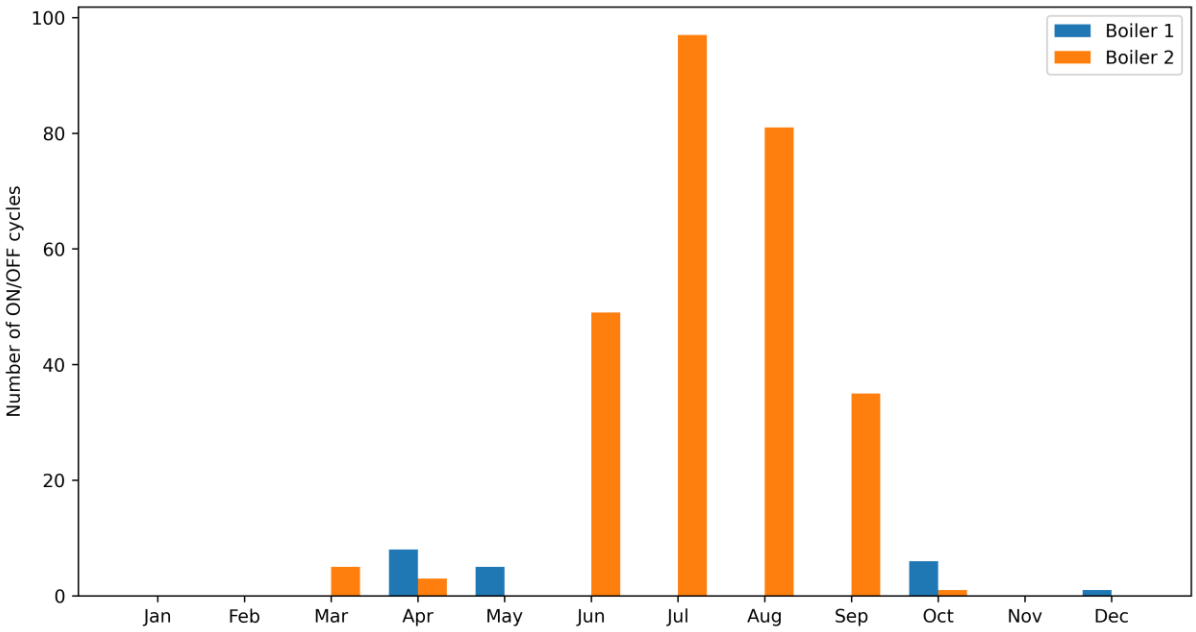


Figure 11: Nombre de cycle de démarrage des chaudières avec en injectant sur l'aller en inter saison et en été du scenario 1

4.3 Fraction solaire de l'ordre de 30%

Le dimensionnement de cette variante a pour but d'éteindre les chaudières pendant la période estivale. La Figure 12 montre une extinction des chaudières possible de juillet à fin septembre. Les résultats (Tableau 5) montrent une productivité intéressante supérieure à 450 kWh/(m^2.an) perte de stockage comprise. Le rendement est aussi dans l'ordre de grandeur attendu quoique que légèrement faible. Quant à la fraction solaire, elle dépasse la valeur cible de 30% ceci est dû au profil de consommation de chaleur du CAD. Les consommations en été sont faibles par rapport aux consommations en hiver. Ceci est dû au climat rigoureux du jura Neuchâtelois (Altitude ~1000m).

Ressource solaire dans le plan des capteurs (30°, 0° Sud)	1558	kWh/(m^2.a)
Productible	1497	MWh
Productivité	454	kWh/(m^2.a)
Rendement solaire	29	%
Fraction solaire	25.7	%

Tableau 5: Performance annuelle de l'installation solaire incluant les pertes de stockage de scenario 2

Les résultats mensuelles présentés à la Figure 12 permettent de voir que la fraction atteint 100 % des besoins pour les mois de juillet, aout et septembre. En intersaison la fraction solaire est aussi intéressante entre 30 et 40 %.

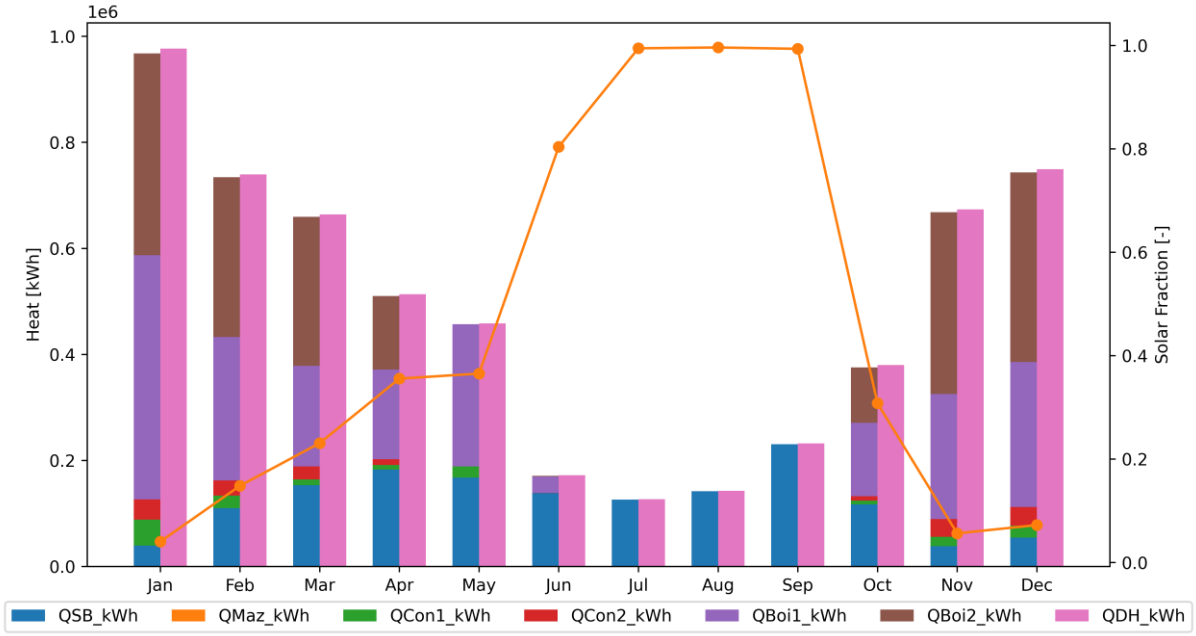


Figure 12: Production de chaleur mensuelle par installation et fraction solaire pour le scenario 2

La charge des chaudières est réduite aussi pendant ces mois. En revanche cela est problématique seulement pour le mois de juin. Comme le montre la Figure 13, la chaudière 1 présente plus de 60 cycles de démarrage au mois de juin, ceci est dû à une période où l'installation solaire est très proche de couvrir l'intégralité des besoin du CAD mais sans y parvenir. Ce fonctionnement n'est pas satisfaisant et peut réduire fortement les performances de la chaudière. Une optimisation de l'opération de l'installation est donc nécessaire et a été réalisé.

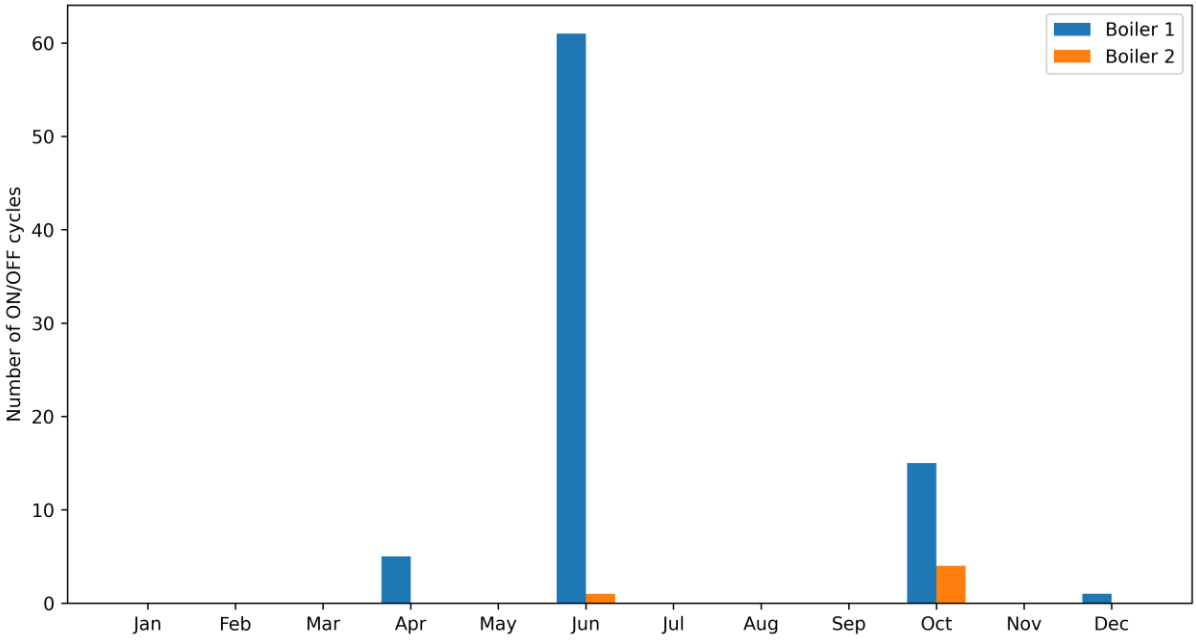


Figure 13 : Nombre de cycle de démarrage des chaudières avec en injectant sur l'aller en inter saison et en été

4.4 Optimisation des cycles de démarrage des chaudières en intersaison

Il y a un problème de charge partielle de la Chaudière 1 en juin. Une révision des changements de saison peut permettre de régler ce problème. Après analyse des puissances instantanées, un avancement de l'été à l'heure à 3634 au lieu de 3967 et un prolongement de l'inter saison d'automne à l'heure 7238 au lieu de 7057. La Figure 13 montre une nette diminution des cycles de démarrage de la chaudière.

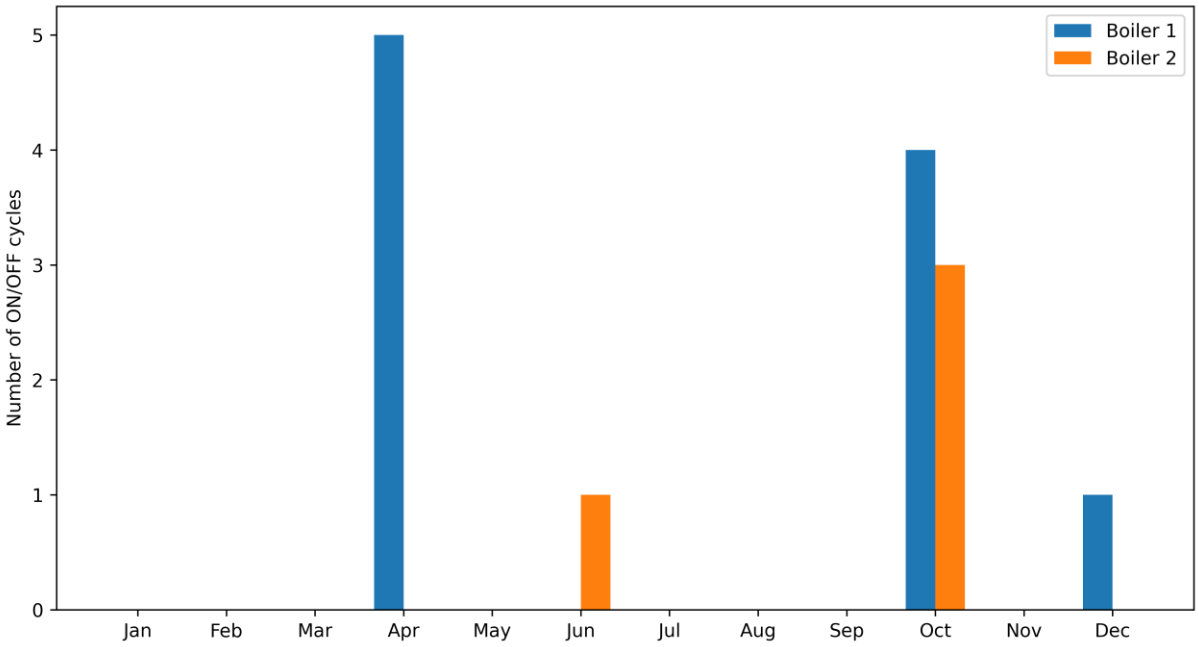


Figure 14 : nombre de cycle de démarrage des chaudières avec en injectant sur l'aller en inter saison et en été après optimisation des dates de changement de saison

Après cette optimisation, il en résulte aussi une meilleure production de chaleur solaire en juin et permet de couvrir la totalité des besoins de chaleur de ce mois, voir Figure 15.

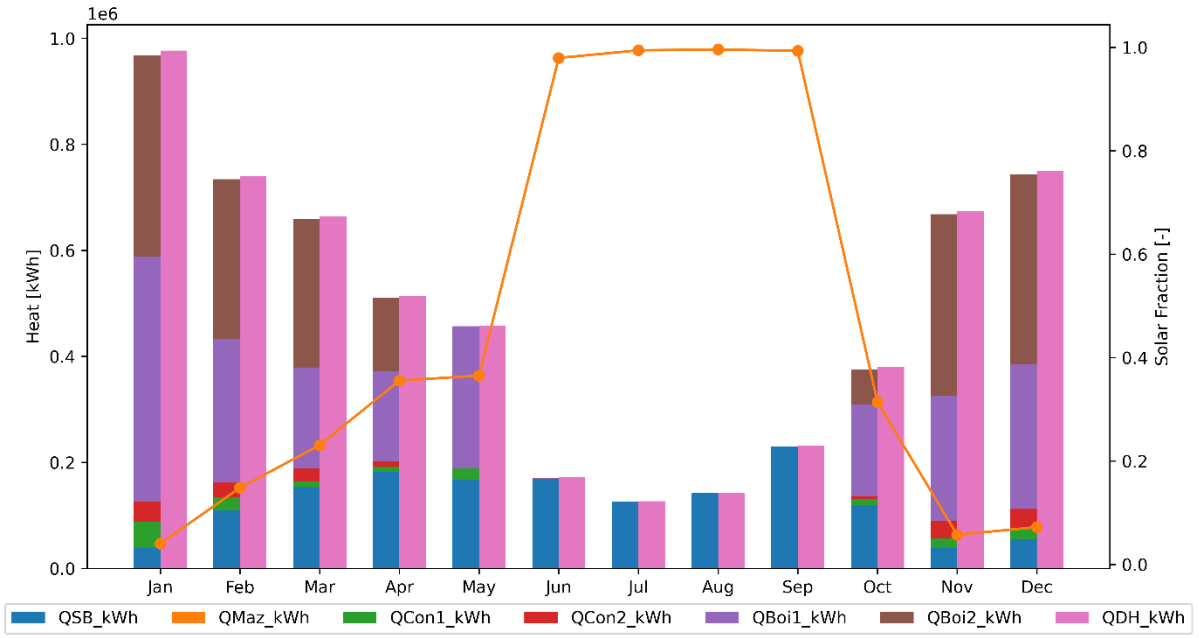


Figure 15: Production de chaleur mensuelle par installation et fraction solaire pour le scenario 2 optimisé

Du point de vue des performances annuelles présentées dans le Tableau 6, une légère amélioration est constatée avec un gain de 2% sur le productible solaire et 1 point de rendement en plus.

Ressource solaire dans le plan des capteurs (30°, 0° Sud)	1558	kWh/(m2.a)
Productible	1531	MWh
Productivité	464	kWh/(m2.a)
Rendement solaire	30	%
Fraction solaire	26.2	%

Tableau 6: Performance annuelle de l'installation solaire incluant les pertes de stockage de scenario 2 optimisé

5 Conclusion

Un modèle numérique de la chaufferie du CAD des Marais-Rouge intégrant une installation solaire thermique de grande taille a été réalisé avec le logiciel TRNSYS. Ce modèle a permis de calculer 2 scénario de couverture solaire (< 15% et environ 30%) et d'analyser les performances du système solaire et son influence sur l'opération des chaudières bois. Les résultats principaux sont :

- Le productible solaire spécifique se situe entre 450 et 500 kWh/(m^2.an) pour les températures de fonctionnement et les couvertures solaire considérées
- Les cycles de démarrage sont important si les besoins de chaleur en été en sont pas totalement couvert par le système solaire
- Les cycles de démarrage des chaudières en mi-saison sont très faible dans les scénarii étudiés

6 References

Gunten, D. von, Puthod, L., Deschaintre, L., Robineau, J.-L., Kämpf, J., Jobard, X., Duret, A., Guillaume, M., Olivier Masset, 2021. SolCAD – Rapport final Potentiel du solaire thermique dans les chauffages à distance en Suisse. Bern, Switzerland.

Haller, M.Y., Paavilainen, J., Konersmann, L., Haberl, R., Dröscher, A., Frank, E., Bales, C., Streicher, W., 2011. A unified model for the simulation of oil, gas and biomass space heating boilers for energy estimating purposes. Part I: Model development. J. Build. Perform. Simul. 4, 1–18.

Klein, S.A., Al., 2014. TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program.

Sveinbjörnsson, D., Linn Laurberg Jensen, Trier, D., Bava, F., Hassine, I. Ben, Jobard, X., 2017. FLEXYNETS D2.3 - Large Storage Systems for DHC Networks.

7 Nomenclature

Abbreviations	
CAD	Chauffage à distance
QDH	Chaleur fournie au chauffage à distance
QSB	Chaleur fournie par l'installation solaire (sortie stockage)
QMaz	Chaleur fournie par la chaudière à Mazout
QBoi	Chaleur fournie par la chaudière bois
QCon	Chaleur fournie par le condenseur de fumée de combustion
U	Coefficient surfacique de perte thermique du stockage
VS	Volume du stockage
cvRMSE	Coefficient de variantion du RMSE : $$cvRMSE = \frac{\sqrt{\sum(y-\hat{y})^2}}{\bar{y}}$$

TECHNIQUE

HELMo Haute Ecole Libre Mosane

Gramme

Travail de Fin d'Etudes

en vue de l'obtention du grade de
Master en Sciences de l'Ingénieur Industriel
Finalité : **Génie Energétique Durable**

Evaluation du potentiel du solaire thermique dans les chauffages à distance suisses

Tutrice Gramme
Patricia BOURMANNE
Chargée de cours

Tutrice Entreprise
Diane VON GUNTEN
Co-Responsable R&D

CREM

Mémoire présenté par

Laurent BRISBOIS

Défense publique le
29/06/2021

CAMPUS de l'OURTHE

Résumé

La Suisse cherche actuellement à augmenter la part d'énergie renouvelable dans sa production de chaleur. Dans ce but, le projet SolCAD conduit une évaluation du potentiel du solaire thermique dans les chauffages à distance de ce pays. Ce travail de fin d'études contribue au projet SolCAD en effectuant la première étape de cette évaluation à travers une analyse cartographique automatisée à l'aide du langage de programmation Python. Cet outil d'aide à l'évaluation du potentiel permet dès lors de choisir parmi les différents CAD présents dans la base de données de la Confédération suisse ceux qui sont propices à l'utilisation du solaire thermique.
Les différents CAD ont donc été triés suivant différents critères tels que leur source principale de production de chaleur, leur position géographique et ainsi leur irradiation solaire globale liée à la station météo la plus proche, leur demande en chaleur durant les mois d'été...

Une analyse de sensibilité de ces différents paramètres a également été réalisée et le résultat du tri des CAD est disponible sous forme de fichier Excel et sera utilisé par la HEIG-VD [1] dans le futur. En effet, sur base de cette première évaluation, les CAD présélectionnés seront analysés individuellement afin d'évaluer leur potentialité à intégrer du solaire thermique, ainsi que l'intérêt de leur gestionnaire pour cette technologie.

Finalement, ce projet a également permis l'estimation du potentiel du solaire thermique dans les CAD selon les futures conditions de production de chaleur prédites par la Confédération et des associations professionnelles.

Mots clés

— Suisse
— Chauffage à distance
— Solaire thermique
— CREM
— Analyse cartographique
— Analyse de sensibilité

1. https ://heig-vd.ch/

Abstract

Switzerland is currently seeking to increase the share of renewable energy in its heat production. To this end, the SolCAD project is conducting an assessment of the potential of solar thermal energy in Swiss district heating systems. This thesis contributes to the SolCAD project by performing the first step of this assessment through an automated mapping analysis using the Python programming language. The potential assessment tool makes it possible to select from the various DHNs in the Swiss Confederation's database those that are suitable for the use of solar thermal energy.
The different district heating networks were therefore sorted according to different criteria such as their main source of heat production, their geographical position and thus their global solar irradiation linked to the nearest weather station, their heat demand during the summer month...

A sensitivity analysis of these different parameters was also carried out and the result of DHNs sorting is available in Excel and will be used by the HEIG-VD [2] in the future. Indeed, on the basis of this first evaluation, the pre-selected DHNs will be analysed individually in order to assess their potential to integrate solar thermal energy, as well as the interest of their manager for this technology.

Finally, this project also allowed the estimation of the potential of solar thermal in DHNs according to the future heat production conditions predicted by the Confederation and professional associations.

Keywords

— Switzerland
— District heating networks
— Solar thermal
— CREM
— Mapping analysis
— Sensitivity analysis

2. https ://heig-vd.ch/

Remerciements

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont contribué, de près ou de loin, à la réussite de mon stage et à la rédaction de mon mémoire.

Je remercie tout d'abord ma tutrice Gramme, Madame Patricia BOURMANNE, pour son aide, sa disponibilité et ses réponses pertinentes et toujours rapides.

Je remercie ensuite ma tutrice entreprise, Madame Diane VON GUNTEN, pour sa disponibilité, ses conseils toujours avisés ainsi que sa prise en charge lors de mon stage. Je tiens également à la remercier, ainsi que tous les membres du CREM, pour leur accueil très chaleureux, les connaissances qu'ils m'ont transmises... Ce fut un grand plaisir d'être intégré au sein de cette équipe si créative, stimulante et dynamique.

Je tiens finalement à remercier ma famille et ma copine qui m'ont encouragé et soutenu tout au long de mes études et plus particulièrement mon papa, qui n'a jamais hésité à me donner de son temps, notamment pour la relecture de ce mémoire.

Avant-propos

Ce travail de fin d'études a été réalisé dans le cadre de l'obtention du diplôme de Master en Sciences de l'Ingénieur Industriel à finalité Génie Énergétique Durable, de l'Institut HELMO Gramme. Il permettra de développer des outils d'aide à l'évaluation du potentiel du solaire thermique dans les chauffages à distance (CAD) suisses. Ces outils ont été développés afin d'être intégrés à un projet global appelé SolCAD, auquel participent plusieurs intervenants, dont le CREM.

Cela fait maintenant 3 décennies que la lutte contre le réchauffement climatique est devenue un enjeu mondial. De nombreux sommets et conférences ont déjà eu lieu afin de limiter ce réchauffement, notamment la COP21 à Paris en 2015 qui a permis de signer l'Accord de Paris. Son objectif principal est de limiter le réchauffement climatique à une élévation maximale de 2°C d'ici 2100. Pour y arriver, chaque pays doit participer à une meilleure transition énergétique.

Le CREM, où j'ai pu réaliser mon stage ainsi que ce mémoire, agit dans ce sens via de nombreux projets. Le projet SolCAD, auquel appartient ce travail, a pour but de favoriser la production de chaleur d'origine renouvelable dans les CAD suisses et, ainsi, de participer à cette transition énergétique.

Malgré la pandémie de COVID-19 et toutes les complications qui lui sont associées, les objectifs de ce travail ont été atteints et serviront de base de travail pour des évaluations de potentiel de certains CAD suisses pris au cas par cas.

Table des matières

Table des matières **7**

1 Introduction **10**

1.1 Positionnement du problème 10

1.2 Objectif de ce travail 12

1.3 Présentation du CREM 13

1.3.1 Son histoire 13

1.3.2 Ses activités 13

1.3.3 Son équipe opérationnelle 15

2 État de l'art **16**

2.1 Introduction aux Chauffages à Distance (CAD) 16

2.1.1 Définition 16

2.1.2 Principe de fonctionnement 17

2.1.3 Objectifs 18

2.1.4 Emplacement 18

2.1.5 La situation actuelle en Suisse 19

2.2 Introduction au solaire thermique 20

2.2.1 L'énergie solaire 21

2.2.2 Récupération de l'énergie solaire avec des capteurs 22

2.2.3 Types de capteurs 23

2.3 Introduction du solaire thermique dans les CAD 26

2.3.1 Développements récents du solaire thermique dans les CAD en Suisse 27

2.3.2 Avantages à l'intégration du solaire thermique dans les CAD 28

2.3.3 Barrières au développement 29

3 L'outil actuel **32**

3.1 Données retenues 32

3.2 Définition des critères 33

3.3 Principe 33

4 Le nouvel outil **37**

4.1 Affinage des catégories de CAD 38

4.1.1 Définition des critères 38

4.1.2 Calcul des valeurs spécifiques à chaque CAD relatives à chaque critère 41

4.1.3 Calcul des notes 45

4.2 Analyse de sensibilité 47

4.2.1 Principe et définition 47

4.2.2 Intégration à l'outil 48

4.3 Évaluation du potentiel actuel et du potentiel futur 50

4.3.1 Recherche bibliographique à propos des différents scénarios à l'horizon 2050 51

4.3.2 Évaluation des potentiels 55

5 Résultats **57**

5.1 Résultats relatifs à la catégorisation des CAD 57

5.1.1 Résultats intermédiaires 57

5.1.2 Résultats finaux 59

5.2 Résultats relatifs à l'analyse SALib 65

5.2.1 Analyse relative à la catégorie A 65

5.2.2 Analyse relative à la catégorie B+ 67

5.2.3 Analyse relative à la catégorie B- 69

5.2.4 Autres analyses réalisées 70

5.3 Résultats relatifs à l'analyse du potentiel futur 72

5.4 Récapitulatif des résultats obtenus 72

6 Conclusion **74**

7 Bibliographie **75**

8 Liste des abréviations **78**

9 Annexes **79**

9.1 Captures d'écran des scripts 79

9.1.1 Catégorisation des CAD 79

9.1.2 Analyse de sensibilité 89

9.1.3 Évaluation du potentiel actuel et du potentiel futur 93

Chapitre 1

Introduction

1.1 Positionnement du problème

Ce travail de fin d'études fait partie du projet "SolCAD" qui a pour but d'évaluer le potentiel du solaire thermique dans les chauffages à distance en Suisse et d'en analyser les opportunités et les limitations.

Ce projet a débuté en novembre de l'année 2019 et durera en tout 24 mois. Le CREM n'est pas seul à travailler sur celui-ci ; en effet, y contribuent également la HEIG-VD, la société KAEMCO ainsi que le bureau d'ingénieurs PLANAIR.

Cette étude a vu le jour, car en Suisse, comme ailleurs, on tente d'augmenter la part d'énergies renouvelables dans l'approvisionnement en énergie des bâtiments afin d'atteindre les objectifs fixés à l'horizon 2050 en matière de stratégie énergétique. C'est ainsi qu'une intégration efficace du solaire thermique (associée à des systèmes de stockage) fait partie des avancées technologiques innovantes développées actuellement pour la production de chaleur des bâtiments.

Malheureusement, l'installation de nouvelles surfaces de panneaux solaires thermiques bat de l'aile avec un taux de surface nouvellement installée chaque année qui a chuté de plus de 40% en Suisse entre 2010 et 2017 [1]. Cela est dû à un dimensionnement du solaire thermique individuel souvent limité par les besoins du bâtiment.

1. Hostettler N. ; Mounir T Recensement du marché de l'énergie solaire en 2017.

Afin de redonner un élan au solaire thermique, il a fallu aborder une nouvelle approche : c'est ainsi qu'est né l'intérêt de l'inclusion du solaire thermique dans l'approvisionnement des CAD. En effet, ceux-ci sont particulièrement à la mode avec un développement de +85% entre 2000 et 2015 du nombre de bâtiments chauffés à l'aide de ceux-ci. De plus, 30% de la chaleur utilisée dans des chauffages à distance est toujours d'origine fossile et une partie des sources renouvelables utilisées n'ont qu'un potentiel limité, ce qui laisse la place à l'introduction d'autres sources d'énergie (telles que le solaire thermique) dans les CAD.

On comprend donc que le solaire thermique couplé à un système de stockage de chaleur a le potentiel d'augmenter la part des énergies renouvelables des CAD et d'ainsi permettre la fourniture d'une chaleur plus "verte" pour la Suisse.

Cette idée est déjà en application dans certains pays européens, notamment dans les pays scandinaves comme le Danemark, où l'intégration du solaire thermique dans les CAD est largement utilisée et permet des réductions du coût de revient de la chaleur solaire grâce aux économies d'échelle (dans la fabrication et l'installation de grandes surfaces de panneaux solaires thermiques et du stockage de chaleur), mais aussi aux coûts d'exploitation et de maintenance faibles de ce type d'installation.

Le projet "SolCAD" aborde dès lors 3 objectifs spécifiques afin de permettre le développement de cette technologie en Suisse :

— Étendre l'évaluation du solaire thermique dans les chauffages à distance à l'entièreté de la Suisse en tenant compte des contraintes technologiques et socio-économiques.

— Valider et optimiser les performances énergétiques et économiques des CAD solaires en Suisse, et ce en y adjoignant différentes combinaisons de technologies.

— Analyser les facteurs de réussite et les facteurs limitants pour l'intégration du solaire thermique dans les CAD suisses à l'aide d'une approche archétypale des CAD.

1.2 Objectif de ce travail

L'objectif de ce travail, qui s'inscrit dans la cadre du projet "SolCAD" et plus précisément dans l'objectif numéro 1 [2] de celui-ci, est de pousser plus loin l'évaluation du potentiel du solaire thermique en Suisse, pour lequel une première estimation a déjà été réalisée, en se basant sur une base de données des CAD existants ainsi que sur des critères d'intégration du solaire thermique dans les chauffages à distance suisses.

Cette évaluation est notamment à affiner, mais il était aussi demandé d'y adjoindre une analyse de sensibilité ainsi que d'extrapoler les résultats obtenus à différents scénarios futurs.

Ce projet a donc été séparé en diverses étapes :

— **Une analyse de sensibilité :** Cette analyse aura pour but d'analyser l'importance des différents paramètres et des différents critères de faisabilité choisis au préalable afin de connaître leur influence sur le potentiel calculé.
Cette étape est réalisée à l'aide du module open source de Python appelé "SALib" [3] qui permet de réaliser des analyses de sensibilité.

— **Un affinage de la classification des CAD :** Le précédent classement des CAD ne triait les CAD qu'en 2 catégories : solaire thermique possible ou non. Ce système permettait de sélectionner les CAD propices à l'utilisation du solaire thermique et se débarrassait des autres.
Il est donc demandé au travers de ce projet d'affiner ces catégories afin d'obtenir une note par CAD (A, B, C, D par exemple) et d'avoir un système plus représentatif qu'une simple approche binaire du type go/no go.
De plus, la définition des critères doit rester accessible et le code devra être capable de faire le calcul automatiquement pour les paramètres choisis et introduits dans un Excel.

— **Une recherche documentaire sur les futurs CAD :** Différentes études ont été

2. A savoir : "D'étendre l'évaluation du potentiel solaire thermique dans les chauffages à distance (CAD) à l'entièreté de la Suisse en tenant compte des contraintes technologiques et socio-économiques"
3. https ://salib.readthedocs.io/en/latest/index.html

produites en Suisse sur le futur des CAD et cette étape documentaire permettrait de lister les scénarios prévus à l'horizon 2050.

— **Une extrapolation des résultats :** En se basant sur les résultats de la recherche documentaire, faire une extrapolation du potentiel du solaire thermique dans les CAD futurs.

1.3 Présentation du CREM

1.3.1 Son histoire

Le CREM (Centre de Recherches Énergétiques et Municipales) est une ASBL suisse fondée en 1986 par l'EPFL (École Polytechnique Fédérale de Lausanne) et la Ville de Martigny. Sa mission consiste à soutenir les différents acteurs du territoire suisse dans le développement de politiques énergétiques sobres et durables, tant du point de vue de la production que de la distribution ou du stockage.

Le CREM s'est ainsi spécialisé au fil des années dans le domaine de la durabilité énergétique (efficacité énergétique, production d'énergie renouvelable, réduction des émissions de CO2, etc.) en milieu urbain et s'engage au service de nombreuses structures telles que les collectivités publiques, les entreprises, les particuliers, les régions, etc.

1.3.2 Ses activités

Les activités du CREM sont divisées en 3 pôles principaux : la R&D, les services et l'information.

1.3.2.1 R&D

Ce pôle du CREM développe des projets de recherche appliquée afin de favoriser le transfert de compétences entre le monde scientifique et les acteurs socio-économiques.

Le CREM s'intéresse ainsi tout particulièrement à la gestion des flux énergétiques (électricité, chaleur, eau, etc.) au niveau de la demande et des ressources pour différentes structures.

Des exemples concrets d'applications issues de leurs projets récents sont :

— Des cartes utiles au développement énergétique :
Ils tentent au travers de ces cartes de donner une vision globale des forces et des faiblesses du territoire sur le plan énergétique. Ainsi indiquées sur une carte, ces données sont utiles tant au niveau de l'élaboration de plans directeurs communaux des énergies que pour l'échange entre les différents acteurs.

— Des planifications énergétiques en milieu urbain :
Le CREM a pour but de créer des outils d'aide à la décision pour les villes afin de les conseiller lors de leurs choix de planification énergétique ainsi que dans le suivi des performances énergétiques de leur territoire.

— Des réseaux d'énergie thermique intelligents :
La stratégie appliquée lors de cette application est celle du Smart Grid (ou réseau intelligent) des réseaux énergétiques. Ils ont pour objectif que cette approche permette de faciliter l'intégration d'énergies renouvelables dans les systèmes de chaleur et de froid à distance et de gérer de façon distribuée les réseaux tant pour les quartiers que pour les agglomérations.

1.3.2.2 Services

Cette plateforme du CREM, quant à elle, a pour but d'apporter aux collectivités publiques et aux entreprises des prestations de conseils et d'assistance dans leurs projets de planification et de gestion en matière de durabilité énergétique.

Elle développe aussi des projets spécifiques selon les demandes et les besoins identifiés. Elle permet également un échange d'expériences ainsi que d'informations sur toute la thématique de la durabilité énergétique.

Les différentes prestations abordées ci-dessus et proposées aux collectivités publiques et aux entreprises sont celles-ci :

— Conseils en matière d'énergie

— Planification énergétique en milieu urbain

— Suivi énergétique de bâtiments

1.3.2.3 Information

Cette plateforme du CREM propose aux différents acteurs du secteur énergétique des modules de formation continue ainsi que le partage d'informations sur des questions de durabilité énergétique.

Ces différentes offres prennent les formes suivantes :

— Des évènements interactifs au sujet des thématiques énergétiques d'actualité sous forme de séminaires, de la Journée de l'Energie, de visites d'installations ainsi que de réalisations énergétiques exemplaires.

— Des publications sur support papier (articles dans des revues scientifiques, interviews) et web (newsletter).

— Le partage des expertises du CREM (interventions comme formateur dans des institutions partenaires, contributions à des conférences thématiques régionales, nationales et internationales).

1.3.3 Son équipe opérationnelle

En 2021, lors de mon stage de 3 mois au CREM, l'équipe opérationnelle était composée d'un total de 19 personnes réparties dans les différentes plateformes du CREM parmi lesquelles figurent notamment un directeur, une assistante à la direction, des chefs de projets ainsi que des ingénieurs de projet, des ingénieurs spécialisés dans certaines plateformes et 5 stagiaires.

Chapitre 2

État de l'art

2.1 Introduction aux Chauffages à Distance (CAD)

2.1.1 Définition

Un réseau de chaleur à distance (ou CAD) est une installation permettant la distribution d'énergie thermique sous forme de vapeur ou d'eau chaude, et ce à partir d'une installation centrale ou décentralisée de production vers plusieurs bâtiments ou sites pour le chauffage des locaux ou le chauffage industriel à travers un réseau.

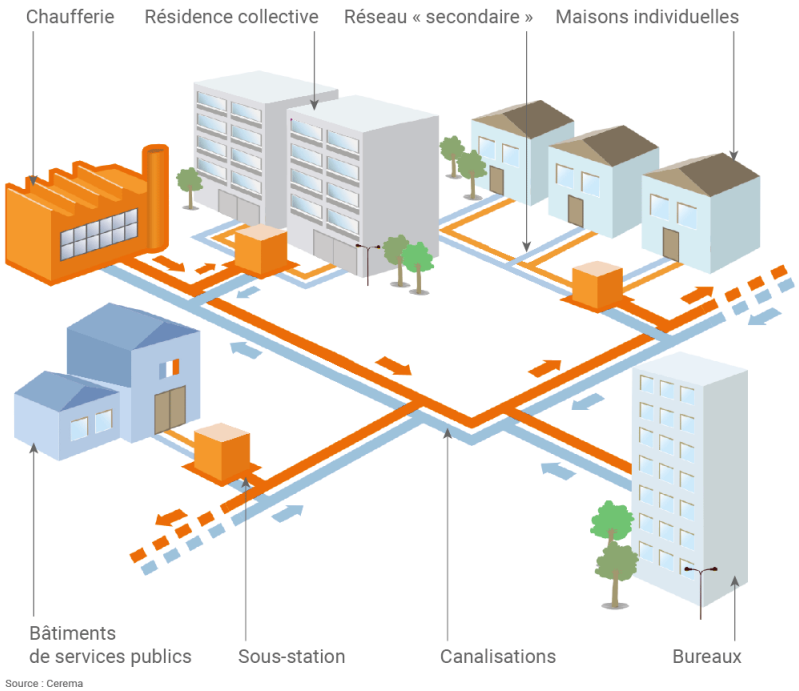


FIGURE 2.1 – Exemple d'installation d'un réseau de chauffage à distance (CAD) [1]

1. Image issue du cours d'Effen de Master 2 à HELMO Gramme et disponible ici :https://www.connaissancedesenergies.org/biomasse-la-transition-du-3e-reseau-de-chaleur-de-france-170707

2.1.2 Principe de fonctionnement

Le principe de fonctionnement d'un chauffage à distance est basé sur un bilan "typique" tel que représenté sur la figure 2.2 :

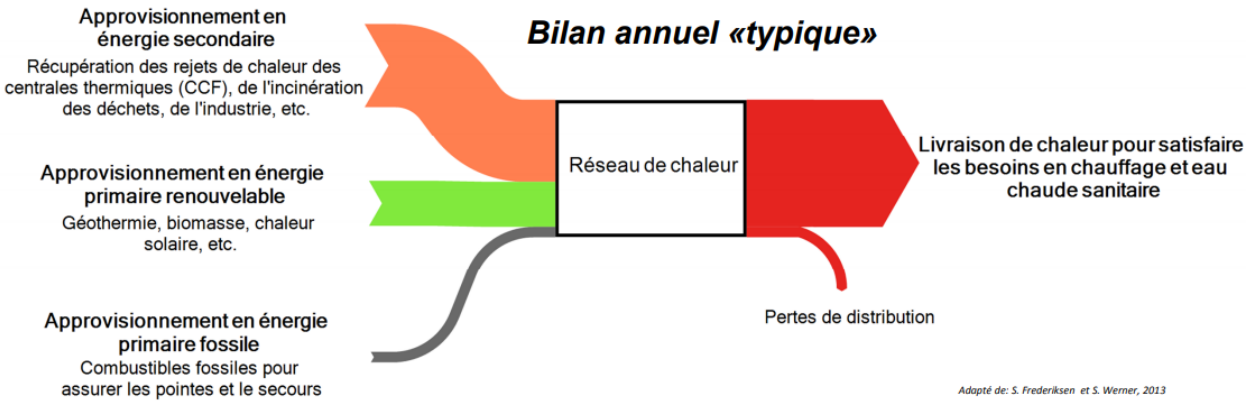


FIGURE 2.2 – Bilan typique d'un réseau de chaleur à distance (CAD) [2]

On voit sur cette figure :

— D'un côté, les différents producteurs de chaleur avec des moyens de production de chaleur différents,

— De l'autre, les consommateurs de cette chaleur,

— Et, au centre, le réseau de chaleur à distance qui permet de les relier.

Il est à noter que la production de chaleur se fait souvent via différents systèmes de production. Cela permet d'assurer une flexibilité et une complémentarité des différents producteurs. Il existe néanmoins des CAD pour lesquels il n'existe qu'une seule source de chaleur.

L'injection de la chaleur peut se faire de façon centralisée (elle est réalisée au niveau de la chaufferie principale) ou décentralisée (dans ce cas, la chaleur est injectée en dehors de la chaufferie centrale). Cette notion aura son importance dans la troisième partie de l'état de l'art.

De plus, un CAD permet d'alimenter en chaleur une mixité de consommateurs et d'usages en mêlant les secteurs privé, industriel et tertiaire avec au moins 1 ou 2 gros

2. `https://archive-ouverte.unige.ch/unige:93931/ATTACHMENT01`, p.6

consommateurs afin de permettre de lisser les profils de demande et de production de chaleur dans le temps.

Le raccordement entre les producteurs et les consommateurs se fait via des canalisations de transport et de distribution. Celles-ci sont des conduites permettant de transporter la chaleur via un fluide caloporteur (il s'agit, dans la majorité des cas, d'eau qui peut être sous forme de liquide ou de vapeur).

Le réseau est également composé de sous-stations qui remplissent le rôle de points de livraison de la chaleur ; elles représentent l'interface entre le réseau et les différents consommateurs.

2.1.3 Objectifs

Les chauffages à distance ont, selon le cours d'efficacité énergétique de Master 2 à Gramme, comme objectifs principaux de :

— Réduire le coût de l'énergie thermique,
— Réduire les risques (combustion, polluants) liés à la production d'énergie thermique dans les bâtiments,
— Réduire les coûts de maintenance des installations,
— Utiliser des équipements plus performants,
— Permettre la valorisation de "sous-produits" thermiques,
— Permettre de percevoir la chaleur comme un "service".

Afin d'atteindre ces différents buts, un CAD doit permettre de :

— Centraliser les équipements de production de chaleur,
— Augmenter la fiabilité des systèmes de production,
— Limiter les zones d'action par du personnel technique,
— Récupérer des calories perdues ou non valorisées dans un process.

2.1.4 Emplacement

Afin de savoir si un endroit est propice à l'installation d'un chauffage à distance, celui-ci doit répondre à certaines conditions :

— Il faut qu'il soit intégré dans une planification énergétique territoriale.

— Il doit permettre de remplacer des installations polluantes et/ou émettrices de CO2. C'est le cas par exemple des installations utilisant du mazout, du gaz...

— Il doit permettre de répondre à une densité de demande en chaleur suffisamment importante.

— La densité des bâtiments raccordés doit être grande afin de limiter les pertes dans les conduites du réseau avec des distances réduites entre les différents consommateurs.

— Il doit permettre de s'inscrire dans le processus d'évolution des énergies renouvelables telles que la géothermie, le biogaz, etc.

— Il ne doit pas démotiver le processus d'assainissement des bâtiments (développement de leur isolation) ainsi que leur équipement avec des installations solaires.

2.1.5 La situation actuelle en Suisse

Maintenant que les CAD ont été introduits, il est temps d'analyser la situation actuelle en Suisse en commençant par faire la distinction entre les milieux urbain et rural.

2.1.5.1 Dans le milieu urbain

La plupart des grosses villes suisses possèdent d'ores et déjà un ou plusieurs CAD et ce depuis plusieurs dizaines d'années. Ces grands réseaux de chaleur sont principalement alimentés par de la chaleur résiduelle d'usines d'incinération des ordures ménagères (UIOM), par des chaufferies à bois et par des pompes à chaleur. La partie neutre en CO2 de la production en chaleur dans ces CAD varie avec des valeurs d'environ 60% à Lausanne et Zurich à plus ou moins 80% à Bâle et Berne.

Les apports en chaleur issus de combustibles fossiles sont utilisés afin de couvrir les pics de consommation et également afin de servir de redondance (ou réserve de sécurité).

2.1.5.2 Dans le milieu rural et semi-urbain

De nombreuses municipalités disposent déjà de leurs réseaux de chaleur. Ceux-ci sont approvisionnés majoritairement (80%) en chaleur produite avec de la biomasse. Les apports couverts par les combustibles fossiles servent ici aussi à couvrir les charges de pointe, mais aussi, dans certains cas, à couvrir la demande estivale.

2.1.5.3 La situation globale en Suisse

Les réseaux de chaleur sont moins répandus en Suisse que dans les pays d'Europe de l'Est et dans les pays scandinaves. Néanmoins, la Suisse en possède quand même plus d'un millier. Ils fournissent une quantité de chaleur estimée entre 6 et 8 TWh par an et permettent ainsi de couvrir environ 6 à 8% de la demande de chaleur suisse.

Ces réseaux de chaleur sont approvisionnés de la façon suivante [3] :

— 35% de la chaleur résiduelle des usines d'incinération des déchets,

— 27% des énergies renouvelables (à partir de biomasse ou au moyen de pompes à chaleur),

— 19% de la chaleur résiduelle des centrales nucléaires ainsi que d'autres chaleurs résiduelles, et d'autres sources d'énergies renouvelables,

— 17% du gaz naturel,

— 2% de la géothermie.

2.2 Introduction au solaire thermique

Nous utilisons l'énergie solaire depuis toujours, afin de nous réchauffer, de réchauffer notre maison, afin de faire pousser nos plantes, etc. C'est ainsi que cette énergie peut maintenant être partiellement captée afin de produire de la chaleur.

L'homme a fini par se rendre compte que les sources d'énergie fossiles, en plus de ne pas être inépuisables, polluent la Terre lors leur combustion en émettant des gaz à effet de serre. Ceux-ci entraînent un changement climatique qui peut avoir des répercussions dramatiques pour la population actuelle, mais aussi les générations futures.

Le secteur du chauffage a donc décidé d'utiliser ces réserves de façon plus responsable et, afin de permettre d'assurer un approvisionnement de l'énergie à long terme et à un coût abordable, a permis, par exemple, le développement de capteurs de l'énergie solaire.

3. Selon energieschweiz et leur fiche d'information au sujet des réseaux thermiques, `https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiX0YCKnYrxAhWGHhQKHSEXD_oQFjAAegQIAxAD&url=https%3A%2F%2Fpubdb.bfe.admin.ch%2Fde%2Fpublication%2Fdownload%2F10400&usg=AOvVaw0IwEJUyxQ4BcNLvVEIL067`

2.2.1 L'énergie solaire

Le soleil et sa chaleur représentent la source d'énergie à long terme la plus fiable dont nous disposons. Notre soleil devrait être encore disponible pour plusieurs milliards d'années et constitue une grande source de rayonnement grâce à sa température en surface de +/- 5500°C.

La Terre se trouvant à environ 150 millions de kilomètres du soleil, la puissance du rayonnement solaire sur celle-ci baisse suffisamment pour permettre la vie. Elle s'élève ainsi, en moyenne, à 1367 W/m² (cette valeur représente la "constante solaire") sur la couche externe de l'atmosphère.

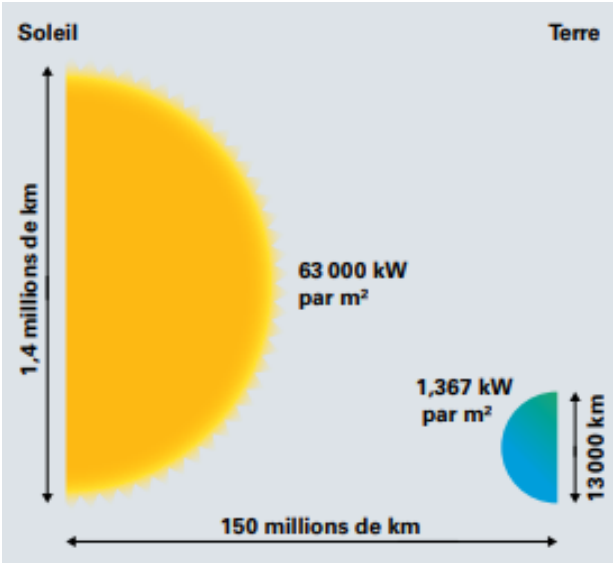


FIGURE 2.3 – Constante solaire [4]

Néanmoins, l'intensité du rayonnement varie au gré des saisons et selon le moment de la journée. De plus, la totalité de ce rayonnement n'atteint pas la surface de la Terre. En effet, une grande quantité de cette énergie est réfléchie, absorbée, etc. Comme vous pouvez le voir sur la figure suivante :

4. Brochuretechniquesurlesolairethermique_9448011-2_BeFr_012014.pdf(viessmann.lu), p.5

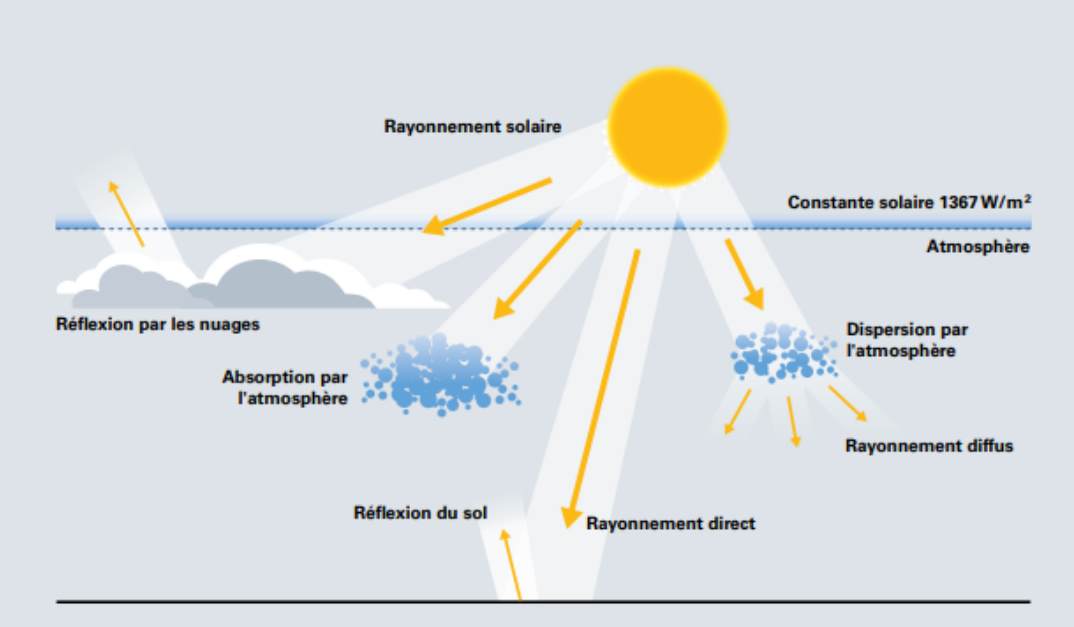


FIGURE 2.4 – Rayonnement direct et diffus [5]

La somme des rayonnements direct et diffus, qui apparaissent sur la figure 2.4, représente le rayonnement global.

2.2.2 Récupération de l'énergie solaire avec des capteurs

Afin de transformer le rayonnement solaire en énergie thermique, on utilise divers capteurs dans lesquels circule un fluide caloporteur. Dans la plupart des cas, il s'agit d'un mélange d'eau et de produit antigel tel que le glycol. Ce fluide caloporteur a pour rôle d'absorber le rayonnement solaire qui a été au préalable transformé en chaleur dans l'absorbeur (voir figure 2.5) et, ensuite, de déplacer cette chaleur hors du capteur. Bien qu'il existe différents types de capteurs (dont la principale différence est le système d'isolation contre les pertes de chaleur), le processus reste identique pour chacun d'eux.

5. Ibid., p.6

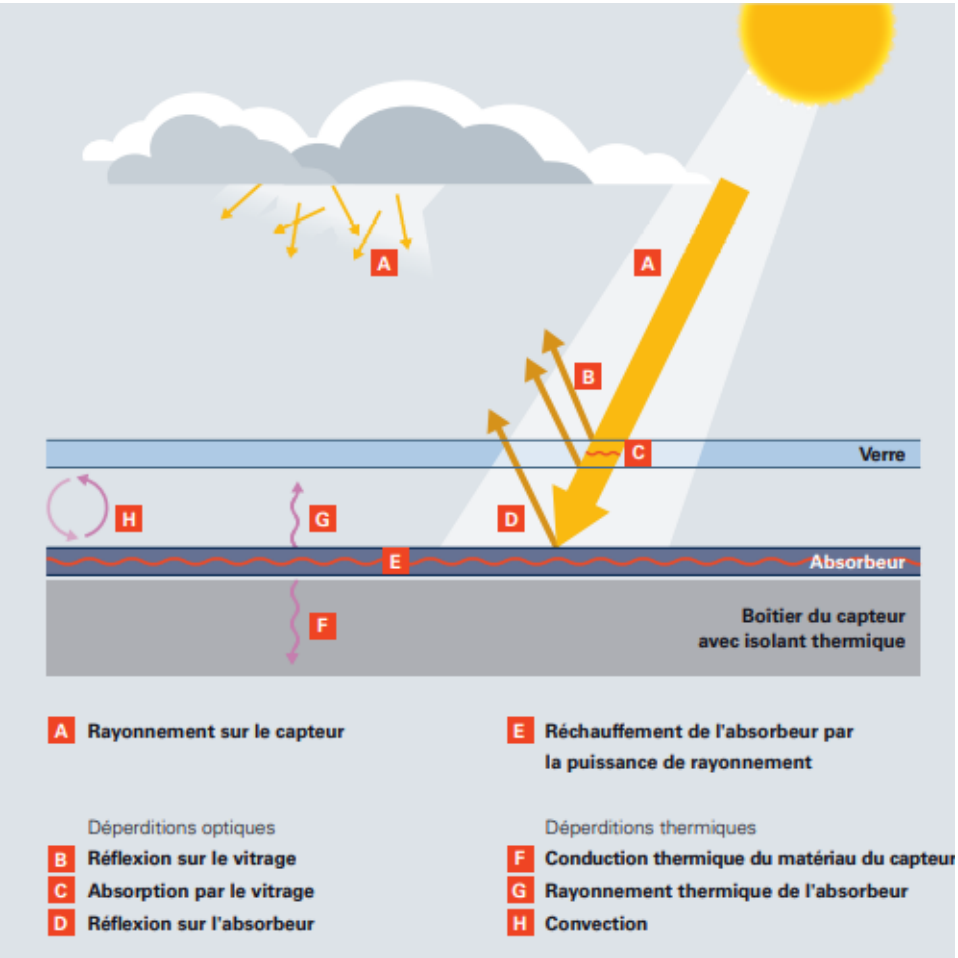


FIGURE 2.5 – Flux énergétiques d'un capteur [6]

2.2.3 Types de capteurs

Comme indiqué précédemment, il existe différents types de capteurs dont les 2 catégories principales sont :

1. Les capteurs plans
2. Les capteurs à tubes

Parmi ces catégories, on distingue les différents types de capteurs solaires suivants avec pour chacun des avantages et des inconvénients :

2.2.3.1 Capteur plan non vitré

Voici les avantages de ces capteurs :

— ils sont très bon marché,

6. Ibid., p.9

— ils sont efficaces à basse température,

— ils n'ont pas de problèmes de surchauffe,

— ils ont une longue durée de vie.

Mais ils ont pour inconvénients

— d'être dépendants du vent,

— d'avoir un mauvais rendement au-dessus de 50°C.



FIGURE 2.6 – Capteur plan non vitré [7]

2.2.3.2 Capteur plan vitré

Cet autre type de capteurs plan possède les avantages suivants :

— Il a une bonne efficacité à des températures plus hautes (entre 50 et 100°C),

— Il est bon marché,

— Il a une longue durée de vie,

— Il peut exister en grandes dimensions (10-20m^2).

Néanmoins :

— Ses performances se dégradent assez vite pour des irradiations faibles,

7. https://www.energie-solaire.com/wq_pages/fr/site/page-201.php

— Il a également des performances moindres à des températures supérieures à 100°C.

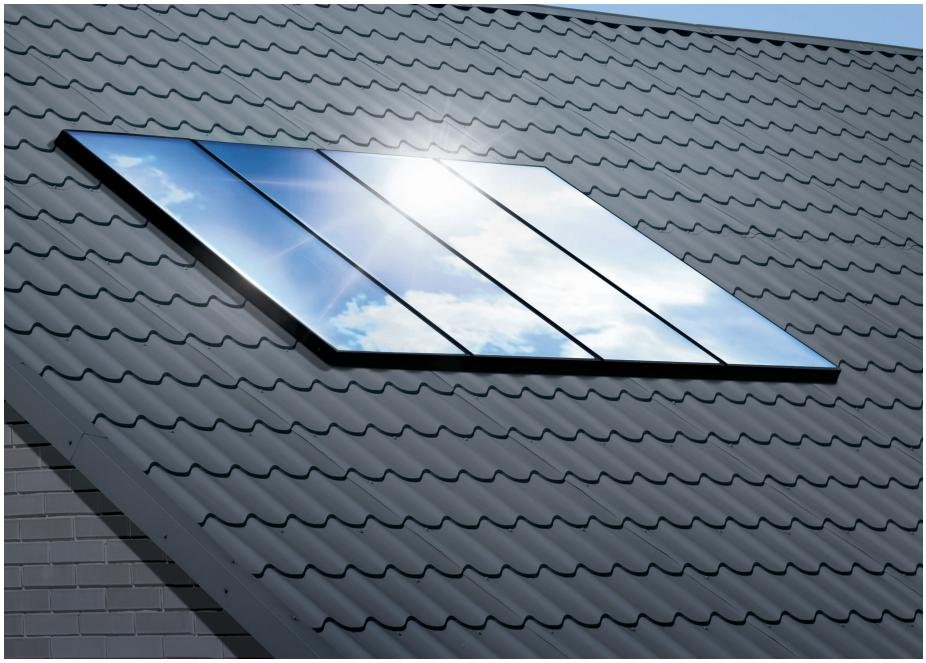


FIGURE 2.7 – Capteur plan vitré [8]

2.2.3.3 Capteur plan sous vide

Ce dernier type de capteurs plan :

— possède une excellente efficacité au-dessus de 50°C,

— est capable de produire de la chaleur à des températures supérieures à 100°C tout en gardant une bonne performance.

Malheureusement :

— leur coût est plus élevé que le capteur plan vitré classique,

— cette technologie n'est pas encore bien connue, notamment au niveau de la durée de vie du vide.

2.2.3.4 Capteur à tubes sous vide

Ce type de capteurs solaires possède divers avantages :

— Ils sont efficaces au-dessus de 50°C,

— Ils sont capables de produire de la chaleur à des températures supérieures à 100°C tout en restant performant,

8. `https://www.energyinitiative.be/images/capteur-plan.jpg`

— Ils sont orientables facilement et à faible coût.

Malheureusement, ce type de capteurs est très cher.

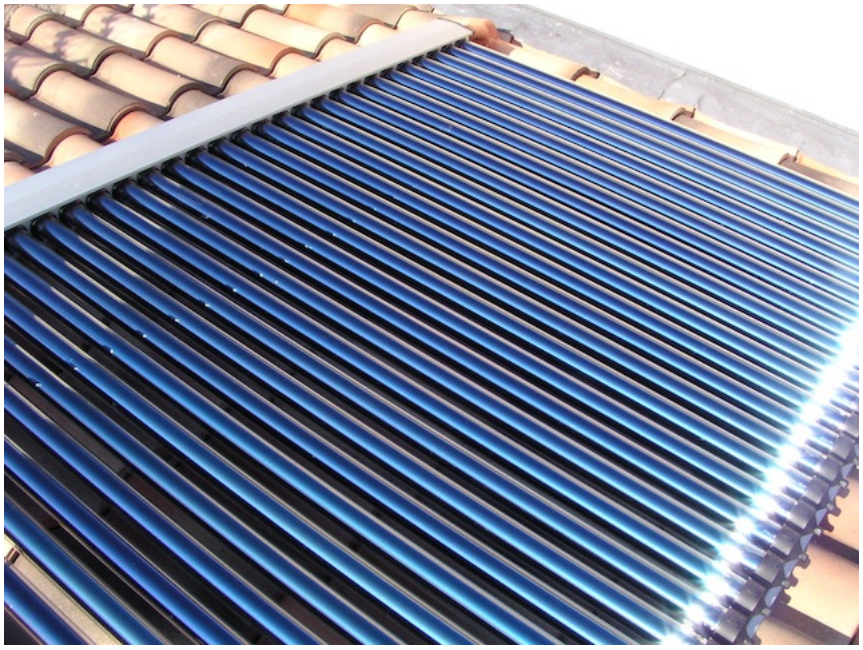


FIGURE 2.8 – Capteur à tubes sous vide [9]

2.3 Introduction du solaire thermique dans les CAD

Maintenant que nous avons introduit les 2 technologies référentes à ce projet que sont les chauffages à distance et le solaire thermique, il est temps d'aborder leur utilisation conjointe.

Ainsi, parmi les différents types de capteurs présentés plus tôt :

— Le capteur plan non vitré n'est pas favorable à une utilisation dans des CAD solaires,

— Le capteur plan vitré y est très favorable. C'est d'ailleurs la technologie la plus utilisée,

— Le capteur plan sous vide y est favorable, mais il s'agit d'une nouvelle technologie,

— Et le capteur à tubes sous vide y est favorable, mais est très cher.

En Europe, les premières utilisations de solaire thermique dans les CAD datent de la fin des années 1970 en réponse aux différents chocs pétroliers. En effet, cette chaleur

9. `https://fr.wikipedia.org/wiki/Tube_sous_vide`

représente une alternative aux énergies fossiles à un coût abordable. Les premiers CAD solaires ont été installés en Suède à partir de 1978, tandis que le Danemark, qui est à nos jours le leader dans ce domaine avec 109 champs solaires couplés à des CAD, a commencé à utiliser cette technologie au début des années 1980.

D'autres pays ont également commencé à développer des CAD utilisant de la chaleur issue du solaire thermique notamment l'Allemagne, l'Autriche et la France. On remarque sur la figure 2.9 (dont les données sont issues de la plateforme Solar District Heating [10], qui recense les grandes installations solaires thermiques couplées à des CAD) que le nombre de ce type d'installations a énormément augmenté au cours des 10 dernières années, et ce avec des envergures de plus en plus grandes.

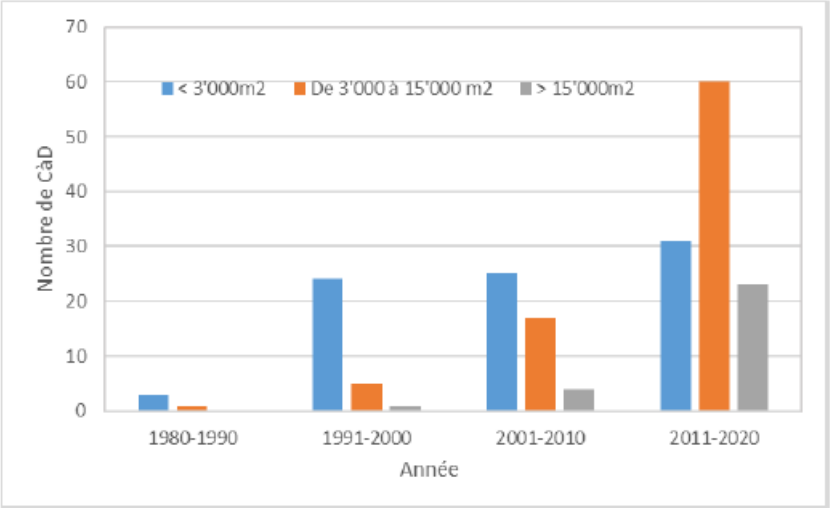


FIGURE 2.9 – Évolution du nombre d'installations solaires thermiques couplées à des CAD

2.3.1 Développements récents du solaire thermique dans les CAD en Suisse

L'introduction de la chaleur produite grâce au solaire thermique commence tout doucement à se développer en Suisse et certains projets ont vu le jour récemment, c'est notamment le cas de SolarCAD II [11] qui a été mise en service le 20 décembre 2020.

SolarCAD II consiste en une centrale solaire thermique capable de produire plus de 0.5 GWh d'énergie par an grâce à ses 800 m^2 de panneaux solaires qui chauffent l'eau en circuit fermé entre 75 et 90 degrés. Cette chaleur est ensuite injectée dans le plus vaste

10. https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/
11. https://ww2.sig-ge.ch/actualites/simonetta-sommaruga-inaugure-la-centrale-solaire-thermiqu

réseau de chauffage du canton de Genève, à savoir le CAD SIG, auquel près de 60 000 ménages sont rattachés.

Cette installation, qui a coûté 2 millions de francs suisses, s'inscrit dans le Plan Directeur de l'Energie (PDE) sur le développement de l'intégration du solaire thermique dans les chauffages à distance à Genève. Il a pour objectif une production de 100 GWh via le solaire thermique d'ici 2030 et veut donc servir d'exemple. Christian Brunier, qui est le directeur général du CAD SIG, en parle ainsi : "En tant qu'acteur industriel engagé en faveur de la transition énergétique, il est de notre devoir de développer des installations de nouvelles générations, même petites, qui permettent non seulement d'augmenter la part des énergies renouvelables dans le réseau, mais qui ont valeur d'exemple."

Elle succède également à l'installation SolarCAD qui a également été implantée à Genève de 1985 à 2000 et qui avait pour but de démontrer la faisabilité technique de l'injection de chaleur produite via le solaire thermique dans un CAD.

2.3.2 Avantages à l'intégration du solaire thermique dans les CAD

L'intégration du solaire thermique dans les chauffages à distance se développe de plus en plus, et ce, car elle présente différents avantages qui ont été listés dans le rapport annuel du projet SolCAD :

2.3.2.1 Avantages techniques :

— La mutualisation des besoins par le chauffage à distance permet d'éviter en grande partie les longues périodes durant lesquelles les besoins diminuent et donc également les risques de surchauffe de l'installation qui en découlent et permet également une meilleure optimisation de la taille du stockage.

— L'intégration du solaire thermique dans les CAD implique que leur exploitation ainsi que leurs maintenances devront être réalisées par des professionnels qui portent particulièrement leur attention sur les performances de l'installation et qui permettront de limiter les risques de dysfonctionnements.

— Lorsque du solaire thermique est intégré dans un CAD, il est possible d'arrêter la chaudière (au bois par exemple) durant l'été, ce qui facilite sa maintenance et permet d'augmenter l'efficacité globale sur l'entièreté de l'année. Cela permet donc de faire des économies en ressources renouvelables limitées telles que le bois.

2.3.2.2 Avantages économiques :

— La consommation de la chaleur produite par l'installation solaire thermique n'étant plus consommée par uniquement une seule habitation, mais par plusieurs bâtiments, elle limite donc moins le dimensionnement de cette installation.

— L'intégration du solaire thermique dans les CAD permet la création de grandes installations pour lesquelles des économies d'échelle peuvent contribuer à des coûts de la chaleur solaire plus attractifs.

2.3.2.3 Avantages sociaux :

— Le solaire thermique a une bonne réputation aux yeux du grand public et son intégration aux chauffages à distance peut permettre de leur donner une image plus positive. Cela permettrait de convaincre plus facilement les propriétaires à se raccorder à ces réseaux. En effet, le solaire thermique représente une ressource "locale", mais ne présente pas les inconvénients de la biomasse (émissions, livraisons par camions, fumée des cheminées...) qui rencontre souvent des oppositions parmi la population proche de la chaufferie.

2.3.3 Barrières au développement

Bien que l'intégration du solaire thermique à des CAD présente de nombreux aspects positifs, il existe néanmoins certaines barrières au développement de ce marché :

— **Températures élevées nécessaires** : Il s'agit d'un point souvent évoqué lorsqu'on aborde les facteurs qui limitent l'intégration du solaire thermique dans les CAD. En effet, on pense que le fluide caloporteur chauffé via le solaire thermique ne l'est pas à des températures suffisamment élevées. Néanmoins, les capteurs à tubes sous vide permettent par exemple de produire de la chaleur au-dessus de 85°C, ce qui contredit cette idée reçue. De plus, les températures de fonctionnement en été sont moins

hautes qu'en hiver et les opérateurs tentent même de diminuer ces températures.

Il existe également des CAD basse-température et ceux-ci semblent plus adaptés à l'intégration du solaire thermique.

Cet aspect ne représente donc pas une véritable barrière.

— **Complexité supplémentaire liée au fonctionnement du CAD** : Les opérateurs de CAD utilisant déjà du solaire thermique ont évoqué le fait que la régulation du champ solaire rend plus complexe l'installation de production, alors qu'il ne s'agit que d'une énergie d'appoint.

Une solution à cette problématique peut être que la production solaire ne soit plus contrôlée par les opérateurs du réseau, mais par un entrepreneur lié à cette production.

— **Dépendance à la météo et intermittence** : Le potentiel du solaire dans les CAD est limité en l'absence de stockage, car il y a une grosse différence entre les besoins et les ressources. Le raccordement des CAD permet de limiter cette demande de stockage.

— **Coût de la chaleur** : Les coûts de la chaleur distribuée par les réseaux sont moins élevés en Suisse que dans les autres pays européens qui ont des taxes plus élevées concernant les sources fossiles d'énergie comme le fuel [12]. De ce fait, il est plus difficile de rendre rentable un CAD solaire par rapport aux autres sources de chaleur en Suisse que dans les autres pays européens qui emploient d'ores et déjà cette technologie.

Cette barrière est d'ailleurs une des plus importantes. En effet, les récentes installations dans le canton de Genève ont démontré des coûts très élevés et il n'y a, pour l'instant, pas de subventions en Suisse, ce qui rend la rentabilité de telles installa-

12. https://energiforskmedia.blob.core.windows.net/media/21926/european-district-heating-price-series-energiforskrapport-2016-316.pdf

tions difficile à atteindre.

— **Compétition avec le solaire photovoltaïque (PV)** : Le solaire PV devient de moins en moins cher en Suisse, ce qui entraîne un questionnement sur la stratégie à adopter : mettre davantage de solaire thermique ou de PV ? Des comparaisons plus poussées doivent être réalisées dans ce domaine.

Chapitre 3

L'outil actuel

Une première évaluation du potentiel du solaire thermique en Suisse a été réalisée par Antoine ROCH, un ancien stagiaire du CREM, en 2020 et va être présentée ci-après.

3.1 Données retenues

Les données utilisées lors de son travail ont été les suivantes :

— La base de données de CAD de toute la Confédération suisse (cette base de données contient des informations limitées sur les plus importants chauffages à distance en Suisse, certains moins grands n'y sont donc pas recensés),

— Les géodonnées concernant le potentiel solaire des toitures de chaque bâtiment en Suisse [1],

— Les données météorologiques sous forme de degré-jours (la définition du degré-jour ou DJ est la suivante : "Le nombre de degrés-jours d'une période est égal au produit du nombre de jours que contient cette période par la différence entre une température intérieure standardisée et la température extérieure réelle" [2]) et de rayonnement global de diverses stations météo sur le territoire Suisse [3],

— Des géodonnées également disponibles sur `https://data.geo.admin.ch/` concernant les surfaces boisées, les zones protégées, les zones bâties, les routes, les cours d'eau ainsi que les voies ferrées.

1. `https://data.geo.admin.ch/`
2. `https://www.energiesplus.be/fr/degre-jour`
3. `https://agrometeo.ch/`

3.2 Définition des critères

Les critères retenus lors de ce premier projet de tri des CAD sont issus d'un travail de la HEIG-VD qui consistait en l'identification des principaux critères d'éligibilité des CAD suisses à l'implantation de panneaux solaires thermiques.

Ces critères de sélection étaient donc ceux-ci :

Critère	**Valeur d'éligibilité**	**Valeur de non-éligibilité**
Type de ressource du CAD	Bois, pellets, plaquettes, mazout, gaz, chaleurs environnementales centralisée et décentralisée	Chaleur fatale
Consommation mensuelle minimale du CAD en été	>42 500 kWh/mois	<42 500 kWh/mois
Ressource solaire spécifique sur le plan des capteurs	>1 100 kWh/m²/an	<1 100 kWh/m²/an
Surface minimale de champ disponible au sol	>500 m	<500 m
Surface minimale de toiture	>100 m	<100 m

3.3 Principe

L'outil conçu permettait de filtrer les différents CAD suivant le schéma suivant issu du rapport d'Antoine ROCH :

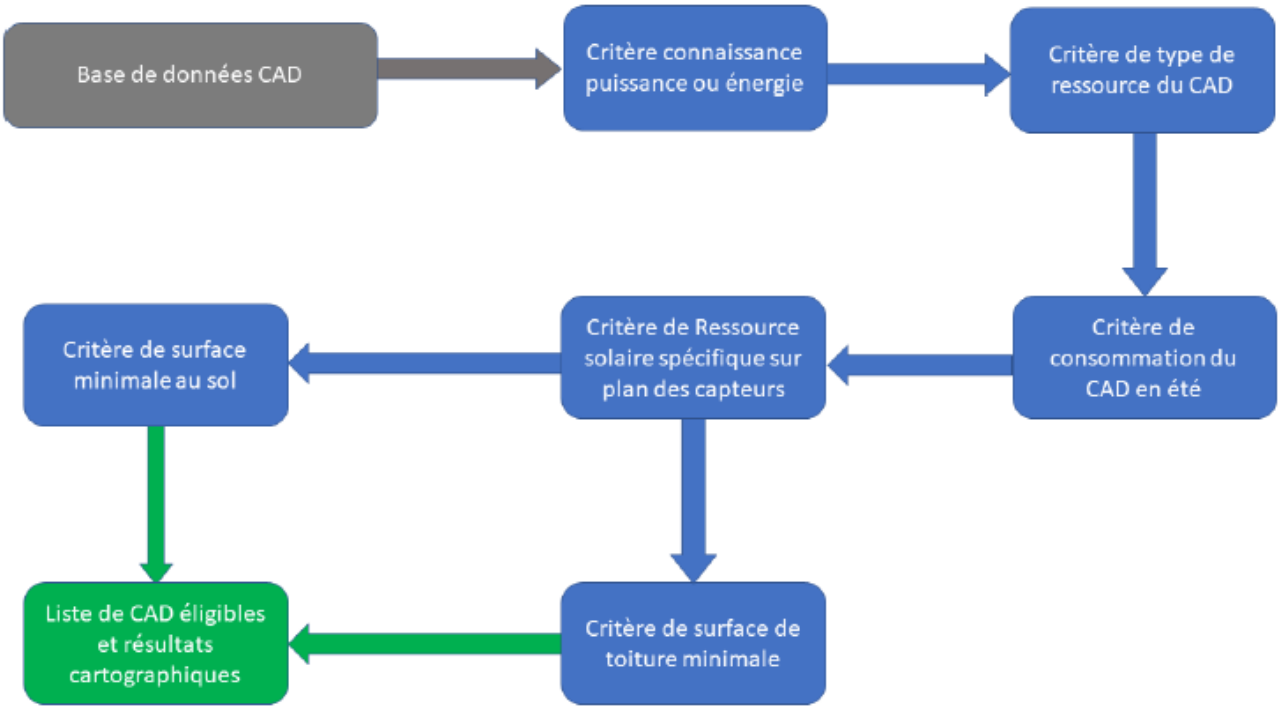


FIGURE 3.1 – Schéma du filtrage des CAD suivant les différents critères

Il est donc composé des différentes étapes suivantes :

1. **Le script permet tout d'abord d'identifier les CAD pour lesquels ni la puissance installée ni l'énergie produite ne sont connues, car ceux-ci ne sont pas éligibles. En effet, sans connaissance d'au moins un de ces deux paramètres, certaines étapes du script sont obsolètes.**

2. **Les CAD sont ensuite triés selon le critère du "type de ressource du CAD" qui permet de se séparer des CAD utilisant les rejets thermiques (UIOM, rejets industriels, etc.) afin d'éviter une compétition de ressources avec le solaire en été.**

3. **Les CAD dont la consommation estivale n'est pas suffisante sont supprimés. En effet, cela ne fait pas sens de les conserver, car la production liée au solaire thermique est plus importante durant cette saison.**

   Lors cette étape, les besoins annuels en chaleur de chaque CAD provenaient :

   — soit directement de la quantité d'énergie produite par le CAD si celle-ci était donnée,

— soit ils étaient estimés à l'aide de la puissance installée et d'un paramètre "d'heures de pleine charge annuelles" de 2700 heures qui permettaient de convertir la puissance en énergie.

Afin de convertir ces besoins annuels en besoins mensuels, il a été fixé que la répartition des besoins de chaleur pour le chauffage et l'ECS (eau chaude sanitaire) était respectivement de 70% et 30%. C'est-à-dire que 70% des besoins annuels de chaleur étaient utilisés pour le chauffage tandis que le solde l'était pour les besoins en ECS.

Une hypothèse selon laquelle la consommation en ECS était constante tout au long de l'année a été posée et donc que la consommation mensuelle en chaleur pour cette utilisation était de :

$$Q_{ECS} = \frac{Q_{total} * 0.3}{12}$$

Où Q_{total} représente les besoins annuels en chaleur du CAD.

Afin de calculer les besoins mensuels en chaleur, l'outil permettait de lier chaque CAD à la station météo la plus proche et ainsi de lui attribuer les degrés-jours mensuels qui lui sont associés. Les besoins mensuels en chaleur étaient ensuite estimés de la façon suivante :

$$Q_{chauffage} = Q_{total} * 0.7 * \frac{DJ_{mois}}{DJ_{année}}$$

Où Q_{total} représente les besoins annuels en chaleur, DJ_{mois} les degrés-jours du mois en question et $DJ_{année}$ les DJ totaux annuels.

4. **On vérifie lors de cette étape si la ressource solaire sur le plan des capteurs est suffisante à la localisation du CAD à l'aide du critère défini. Si ce n'est pas le cas, le CAD est écarté, car il ne garantit pas un bon rendement de production solaire.**

5. **Après recherche des surfaces au sol et en toiture disponibles autour du CAD, on retient parmi celles-ci uniquement celles qui ont une superficie plus grande que celles définies par les critères. Cela permet de limiter les**

difficultés techniques liées à l'installation ainsi que les coûts.

Afin d'estimer la surface nécessaire de panneaux solaires lors de l'étape 5, l'outil permettait de choisir entre 2 scénarios afin de déterminer les besoins de production en solaire thermique :

— Soit le solaire thermique devait permettre de couvrir 20% de la production totale de chaleur annuelle,

— Soit il devait permettre de couvrir 40% de cette production totale.

A partir de cette production annuelle, le script permettait de calculer la surface "S" nécessaire en panneaux à l'aide de la formule suivante :

$$S = \frac{Q_{scenario}}{\mu_{panneau} * R_{GA}}$$

Où $Q_{scenario}$ correspond à la quantité d'énergie solaire du scénario choisi, $\mu_{panneau}$ représente le rendement d'un panneau qui a été choisi à 35% et R_{GA} le rayonnement global annuel mesuré sur la station météo la plus proche.

Une fois cette surface nécessaire connue, la distance de prospection autour du CAD était calculée en fonction des pertes et devait être comprise entre minimum 70m et maximum 1km. Ces pertes ne pouvaient pas dépasser les 2% de la production.

L'outil permettait ensuite de rechercher, dans le secteur délimité par la distance de prospection, les toits et les surfaces au sol disponibles pour l'installation de panneaux, et ne retenir que ceux dont la taille était suffisamment grande (100m^2 minimum pour les toits retenus et 500m^2 minimum pour les surfaces au sol).

6. **On récupère finalement la liste des CAD éligibles selon les critères imposés. Il est à noter que divers autres critères auraient pu être retenus si la base de données présentait davantage d'informations comme la température dans le circuit aller du CAD, la différence de température entre l'aller et le retour, les pertes de chaleur dans le réseau, le coût opérationnel de la chaleur, etc.**

Chapitre 4

Le nouvel outil

Un nouvel outil a été développé en se basant sur l'ancien afin de l'améliorer et de poursuivre une évaluation du potentiel du solaire thermique dans les CAD de façon plus précise et détaillée.

Les bases de données restent les mêmes que celles utilisées auparavant et sont détaillées au point 3.1 tandis que le scénario choisi pour les différentes parties de cet outil est celui selon lequel le solaire thermique doit permettre de couvrir 20% des demandes annuelles en chaleur du CAD dans lequel il est intégré.

Un travail important a été fourni dans le code afin de le clarifier, d'intégrer des nouveaux critères d'intérêt pour le solaire thermique (voir point 4.1.1), de créer l'infrastructure nécessaire à l'analyse de sensibilité et, également, d'affiner le choix des notes.

Ainsi, le nouveau script, qui est inspiré de l'ancien, peut être considéré comme séparé en 3 parties distinctes :

1. La répartition des CAD dans différentes catégories selon leur disposition à l'intégration du solaire thermique
2. Une analyse de sensibilité du potentiel total de cette intégration à différents paramètres
3. Une projection pour évaluer le potentiel futur du solaire thermique dans les CAD

4.1 Affinage des catégories de CAD

4.1.1 Définition des critères

Cet outil est basé sur le travail réalisé lors de l'année 2020 par les différents intervenants sur le projet SolCAD pour définir les critères d'intégration du solaire thermique dans les CAD suisses.

Ci-dessous seront donc listés les différents critères qui ont été retenus, car les données le permettaient, parmi ceux indiqués dans le rapport de l'année 2020 du projet SolCAD. Ces critères sont basés sur ceux usuellement utilisés dans les études de faisabilité d'intégration du solaire thermique dans les CAD. Voir, par exemple, `https://www.solar-district-heating.eu/en/tools/`.

1. Une consommation mensuelle minimale du CAD en été.
   Cette consommation minimale a été déterminée en tenant compte de différents facteurs limitants :

Paramètre	Valeur
Surface minimale (S^{ST}_{Min})	200 m²
Irradiation estivale mensuelle moyenne (Irr_{Mens})	170 kWh/mois/m²
Efficacité mensuelle moyenne du champ solaire (Eff_{Mens})	50%

FIGURE 4.1 – Paramètres utilisés pour calculer la consommation thermique estivale minimale d'un CAD justifiant un couplage avec une installation thermique

   Ces valeurs ont été choisies pour les raisons suivantes :

   — La surface minimale a été fixée à 200 m², car c'est au-delà de cette valeur que les coûts de la chaleur solaire deviennent intéressants. En effet, cela permet de bénéficier d'économies d'échelle étant donné que les coûts spécifiques des installations solaires thermiques diminuent fortement lorsque la taille de celles-ci augmente.

— La valeur donnée pour l'irradiation estivale mensuelle moyenne correspond à celle mesurée à Genève durant les mois de juin, juillet et août sur un plan incliné à 45° et orienté vers le sud.

— Et enfin, la valeur relative à l'efficacité mensuelle d'un champ solaire est issue d'un retour d'expérience danois (pour rappel, le Danemark est le leader européen en termes d'intégration de solaire thermique dans les chauffages à distance).

C'est ainsi qu'en tenant compte des valeurs indiquées dans la figure 4.1, il a été possible de déterminer la consommation minimale Q_{Min}^{Est} que doit posséder un CAD afin de pouvoir absorber la chaleur produite par un champ solaire dont la taille était suffisamment grande pour pouvoir bénéficier d'importantes économies d'échelle.
Cette consommation minimale s'obtient à l'aide de la formule suivante :

$$Q_{Min}^{Est} = S_{Min}^{ST} * Irr_{Mens} * Eff_{Mens} = 17.000kWh/mois$$

Il en a été déduit les valeurs suivantes relatives à ce critère :

Critères	A exclure	Favorable	Très favorable
Consommation mensuelle minimale du CAD en été	<17'000kWh/mois	Entre 17'000 et 85'000kWh/mois	>85'000kWh/mois

FIGURE 4.2 – Critères de sélection des CAD pour un couplage avec une installation solaire thermique basés sur la consommation de chaleur estivale

2. Un potentiel solaire du site minimum :
   Il est crucial que la ressource solaire annuelle soit assez importante si l'on veut produire de la chaleur à l'aide de panneaux solaires. En effet, la productivité spécifique du champ solaire sera d'autant plus importante que le rayonnement global annuel est élevé. De plus, plus l'irradiation solaire annuelle est élevée, plus le coût de revient de la chaleur solaire est faible.

   Il est donc primordial de prendre en compte la ressource solaire annuelle afin de déterminer si un site permet ou non d'intégrer avantageusement du solaire thermique à un CAD.

   Lors de l'étude effectuée l'année passée, il a donc été retenu que pour avoir une productivité spécifique annuelle du champ solaire suffisante, il était nécessaire de

disposer d'une irradiation globale annuelle d'au moins 1 100 kWh/m²/an comme vous pouvez le voir sur la figure 4.3.

Critère	A exclure	Favorable	Très favorable
Ressource solaire spécifique sur plan des capteurs par an	<1100Wh/m²/an	Entre 1100 et 1400kWh/m²/an	>1400kWh/m²

FIGURE 4.3 – Ressource solaire minimale pour justifier une installation solaire thermique couplée à un CAD

3. Une surface disponible minimum : Il a fallu également définir une surface sur laquelle venir poser les panneaux solaires qui soit suffisante, car le coût spécifique des installations solaires (le matériel, la pose et la mise en oeuvre) présente une importante économie d'échelle.

   C'est ainsi que plus la surface du champ solaire sera grande, plus son coût spécifique sera faible.

   Pour pouvoir bénéficier de ces économies d'échelle, il faut dès lors s'assurer que les surfaces disponibles détectées aux alentours du CAD soient suffisantes. Cela permettra de produire de la chaleur solaire au coût le plus faible possible. C'est ainsi qu'une étude [1] a indiqué que ces économies devenaient intéressantes au-delà de 200m² de surface.

   On obtient donc la figure 4.4 qui définit les valeurs spécifiques de ce critère :

Paramètre	A exclure	Favorable	Très favorable
Surface du champ solaire	< 200 m²	Entre 200 et 1'000 m²	> 1'000 m²

FIGURE 4.4 – Surfaces minimales à disposition afin de pouvoir profiter d'économies d'échelle sur le coût de l'installation solaire thermique

On obtient dès lors le **tableau récapitulatif** des différents critères suivant :

1. Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen. I. Mojic, F. Ruesch, M. Haller. 2017

Critère	Valeur minimale	Valeur haute	Unités
Consommation estivale mensuelle en chaleur	0.017	0.085	GWh
Irradiation solaire annuelle	1100	1400	kWh/m²/an
Surface disponible	200	1000	m²

Auxquels il faut adjoindre les critères d'éligibilité relatifs à la source principale d'énergie, à la surface minimale de champ disponible au sol et à la surface minimale de toiture. Ceux-ci ont déjà été présentés au point 3.2.

4.1.2 Calcul des valeurs spécifiques à chaque CAD relatives à chaque critère

Le code permettant de calculer les différentes valeurs attribue ensuite les notes aux différents CAD (afin de les catégoriser) en les comparant aux valeurs des critères définis ci-dessus. Il est structuré de la façon suivante :

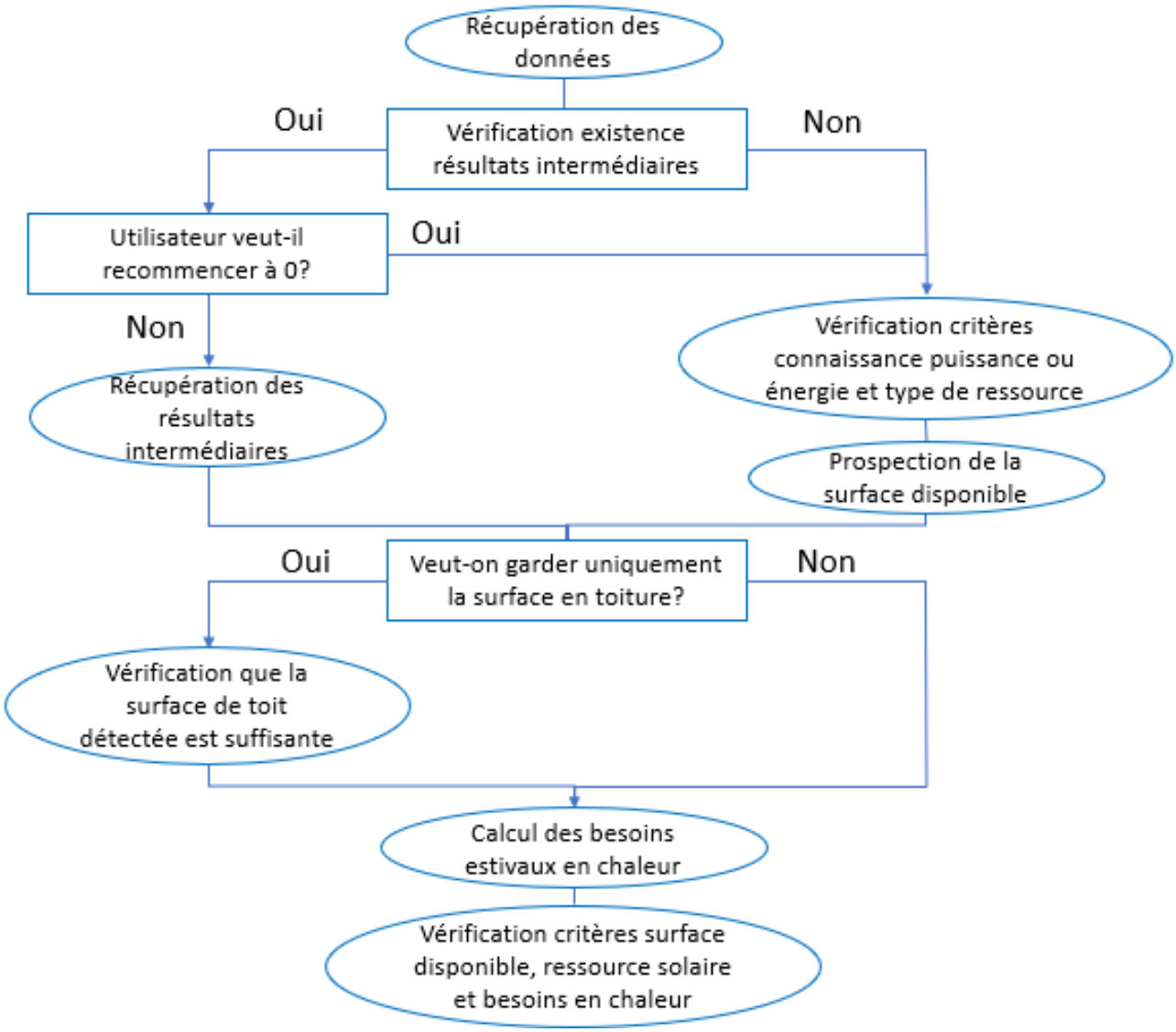


FIGURE 4.5 – Structure du code permettant d'obtenir les valeurs relatives à chaque critère pour les CAD éligibles

Cet outil est donc composé des différentes étapes suivantes :

1. La première étape consiste en la récupération des données des différentes bases de données utilisées tant au niveau des CAD existants que des géodonnées qui seront utilisées par la suite.

2. Lors de la deuxième étape, le script permet de vérifier si un fichier csv contenant les résultats intermédiaires existe ou non.

   Pour ce faire, la méthode *os.path.isfile()*[2] de Python a été utilisée. Cette dernière permet de vérifier si un fichier, ici le csv contenant les résultats intermédiaires de la

2. `https://www.geeksforgeeks.org/python-os-path-isfile-method/`

partie chronophage, existe ou non dans le dossier.

3. Cette troisième étape est différente suivant le résultat de la précédente :

   — **Si le fichier n'existait pas :**

   I Le script commencera par ne conserver que les CAD dont il dispose d'informations concernant, au moins, l'énergie produite annuellement ou la puissance installée. Comme expliqué durant la présentation de l'ancien outil, les CAD pour lesquels on ne dispose pas de ces informations ne permettent pas une évaluation par la suite.

   Il ne gardera également que les CAD n'ayant pas pour principale ressource des rejets thermiques (UIOM, rejets industriels, etc.) afin que ceux-ci n'entrent pas en compétition avec le solaire en été.

   II Ensuite, le script permettra de prospecter dans les environs du CAD pour trouver les toits et surfaces au sol susceptibles d'accueillir des panneaux solaires.

   Afin de déterminer la distance de prospection autour de la coordonnée qui représente à peu près le centre du réseau, le code calcule le pourcentage de perte de chaleur par kilomètre de conduite comme le faisait l'outil précédent et, en connaissant cette valeur et le pourcentage de perte maximum fixé (soit 2%), trouve donc la distance de prospection maximale.

   Cette distance a été limitée à un minimum de 70m et à un maximum de 1km. On obtient une représentation de la distance de prospection en fonction de la puissance du CAD telle que celle-ci :

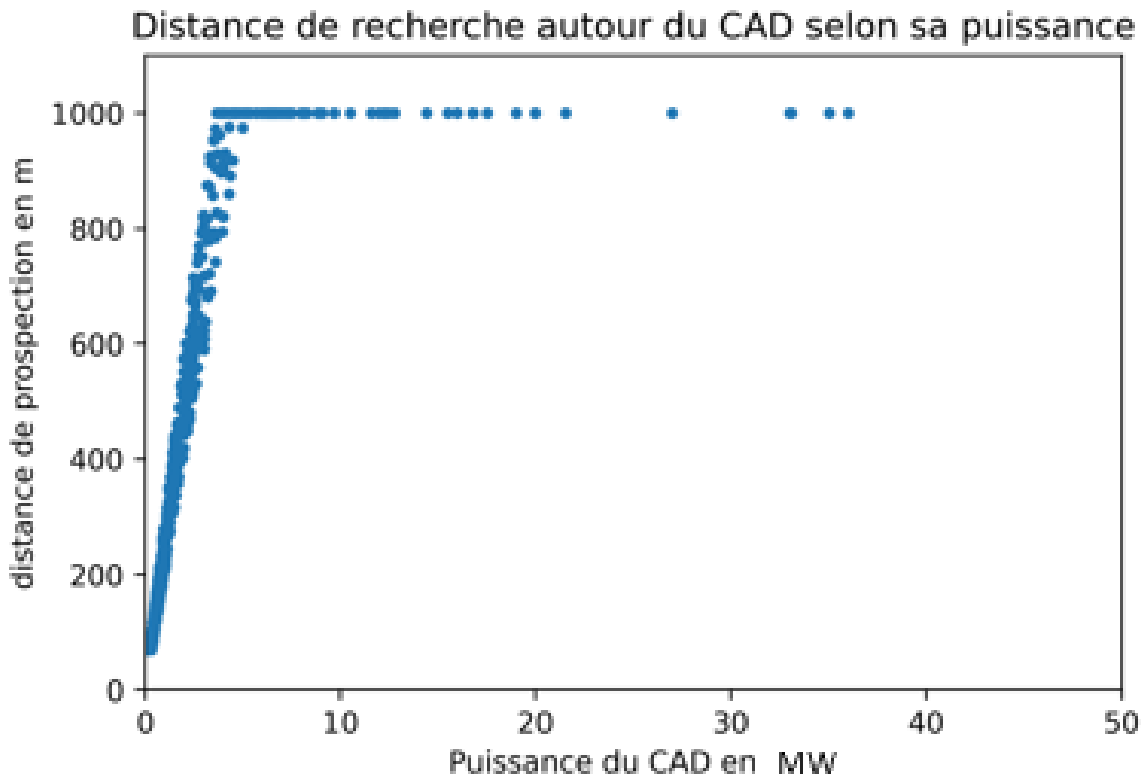


FIGURE 4.6 – Représentation graphique de la distance de prospection en fonction de la puissance des CAD

On remarque logiquement que la distance de prospection augmente avec la puissance installée des CAD. En effet, pour une plus grande puissance et un pourcentage de pertes maximum constant, on permet de plus grandes pertes absolues et donc une plus grande longueur de conduites.

Après avoir déterminé la distance de prospection pour chacun des CAD, le code permet par la suite de trouver, à partir des géodonnées et à l'aide du module geopandas [3] de Python, les toits d'une surface minimale de 100 m^2 ainsi que les champs susceptibles de pouvoir accueillir des panneaux.

Enfin, une fois les surfaces trouvées, le script enregistre celles-ci avec la liste des CAD restants dans un fichier csv qui servira de résultats intermédiaires. Il est possible de récupérer ce fichier afin de bypasser ces différentes étapes chronophages.

3. `https://geopandas.org/`

— **Si le fichier existait :**

Dans ce cas, le script laisse le choix à l'utilisateur de recommencer le tri depuis le début et donc de repasser par les étapes décrites dans le cas où le fichier n'existait pas.

Si ce n'est pas le cas, le code permet de récupérer les informations contenues dans le fichier csv contenant les résultats intermédiaires afin de passer aux étapes suivantes.

4. L'étape suivante sert à définir la surface que l'on veut utiliser pour poser les panneaux solaires, à savoir : uniquement la surface disponible sur les toits ou également celle au sol.

   Si l'utilisateur décide de conserver uniquement la surface des toits disponibles, alors tous les CAD pour lesquels aucun toit de taille suffisante n'a été détecté ou pour lesquels la surface totale ne permet pas de produire les besoins en production, imposés par le scénario de 20% de la production totale de chaleur, ne sont pas conservés.

5. L'avant-dernière tâche du script consiste en le calcul des besoins estivaux en chaleur de chaque CAD.
   Le procédé de calcul de la demande en chaleur pour chaque mois de l'année en fonction des DJ a déjà été explicité et peut être retrouvé au point 3.3.

6. Enfin, le script vérifie que chaque CAD répond aux critères minimums définis au point 4.1.1 concernant la surface disponible détectée (à savoir suivant ce que l'utilisateur aura choisi : uniquement les toits ou ceux-ci avec en plus la surface au sol), le rayonnement solaire global et enfin les besoins en chaleur durant la période estivale calculés. Si ce n'était pas le cas, ces CAD en question ne seraient pas conservés.

4.1.3 Calcul des notes

Les valeurs relatives à chaque critère étant maintenant calculées pour tous les CAD, il convenait de définir un système de classement.

Celui retenu est le suivant :

— **"A"** est la note qui est attribuée aux CAD les plus propices à l'utilisation du solaire thermique, car ils surpassent les valeurs hautes des critères définis précédemment.

— **"B+"** est la note de la deuxième meilleure catégorie de CAD les plus favorables à l'utilisation du solaire thermique.

— **"B-"** est la note de la troisième catégorie de CAD pour lesquels l'utilisation du solaire thermique est possible, mais moins favorable que pour le cas précédent.

— **"C"** est la note de la dernière catégorie rassemblant les CAD ne respectant pas au moins un des critères définis plus tôt.

Afin de pouvoir dissocier les catégories **A**, **"B+"** et **"B-"**, j'ai procédé de la façon suivante :

1. J'ai attribué une note aux CAD pour chacun des critères de la façon suivante :
   — Si la valeur du CAD était supérieure au critère *haut* : la note était de **1**

   — Si la valeur du CAD était inférieure au critère *min* : le CAD appartient définitivement à la catégorie C

   — Et enfin si la valeur du CAD était comprise entre ces 2 valeurs, la note était calculée de la façon suivante (une régression linéaire) afin de faire la distinction entre les CAD dont la valeur est à peine suffisante et ceux dont la valeur est presque à hauteur de la valeur haute :

$$Note = \frac{Valeur_{CAD} - Critère_{min}}{Critère_{haut} - Critère_{min}}$$

2. J'ai ensuite calculé la moyenne arithmétique des 3 notes obtenues afin de pouvoir définir la catégorie de chaque CAD de la façon suivante :
   — **"A"** si la moyenne des notes était de 1

— **"B+"** si la moyenne des notes était supérieure à 0.7 (note qui a été fixée suivant le retour des membres du consortium du projet SolCAD)

— **"B-"** sinon

Après cette dernière étape de répartition des différents CAD dans les catégories, l'outil permet de sauvegarder les résultats finaux dans un fichier Excel et de les transformer en un fichier shapefile (à savoir un "format Esri de stockage des données vectorielles permettant d'archiver l'emplacement, la forme et les attributs des entités géographiques" [4]) afin de pouvoir afficher les CAD et leur catégorie respective sur une carte de la Suisse à l'aide du logiciel QGIS [5].

4.2 Analyse de sensibilité

4.2.1 Principe et définition

Voici une définition issue d'un document sur le management de l'incertitude dans la simulation et l'optimisation de systèmes complexes [6] : "L'analyse de sensibilité est l'étude de la façon dont l'incertitude de la sortie d'un code ou d'un système (numérique ou autre) peut être attribuée à l'incertitude de ses entrées."

Lorsque l'on effectue une analyse de sensibilité, on tente donc de calculer des indices de sensibilité qui permettent de quantifier l'influence d'une entrée ou d'un groupe d'entrées sur la sortie, à savoir le résultat.

Ces influences peuvent être mesurées via les indices de Sobol qui sont des indices de sensibilité d'une variable de sortie à une variable d'entrée. Parmi ces indices on peut distinguer notamment :

— l'indice de premier ordre qui représente l'influence de la variance d'une variable d'entrée sur la variance de la variable de sortie,

— l'indice de second ordre qui représente pour chaque variable d'entrée l'influence de

4. définition issue de `https://doc.arcgis.com/fr/arcgis-online/reference/shapefiles.htm`
5. `https://www.qgis.org/fr/site/`
6. (en) Bertrand Iooss et Paul Lemaître, Uncertainty Management in Simulation-Optimization of Complex Systems, Springer, Boston, MA, coll. « Operations Research/Computer Science Interfaces Series », 2015

sa variance couplée à celle d'une autre variable d'entrée sur la variance de la variable de sortie,

— l'indice d'ordre total qui représente la somme des indices de tous les ordres pour une variable d'entrée.

Ces différents indices permettent de mesurer l'impact que la variance d'une variable d'entrée a, à elle seule ou avec une ou plusieurs autres (voire toutes), sur la variable de sortie.

Une analyse de sensibilité peut avoir différents objectifs tels que :

— Vérifier si le modèle est bien fidèle au phénomène étudié. C'est-à-dire que si une variable d'entrée qui est habituellement connue comme non influente exhibe une grande influence, cela rend nécessaire la remise en question du modèle ou des connaissances que nous pensions posséder ;

— Déterminer quelle(s) variable(s) contribue(nt) le plus à la fluctuation de la réponse du modèle.

— Déterminer, au contraire, quelles variables sont les moins influentes.

— Déterminer quelles variables ou quels groupes de variables interagissent avec quelles autres.

4.2.2 Intégration à l'outil

Une analyse de sensibilité a été réalisée afin d'observer l'impact que la variance de plusieurs paramètres pouvait avoir sur la catégorisation des différents CAD.

Il a été décidé d'intégrer comme variables à cette analyse les différents paramètres suivants :

Variable	**Unité**	**Valeur**	**min**	**Max**
Heures de pleine charge annuelles	h	2700	2400	3100
Part de chauffage	%	70	65	75
Consommation estivale mensuelle en chaleur minimale	GWh	0.017	0.016	0.018
Consommation estivale mensuelle en chaleur haute	GWh	0.085	0.08	0.09
Irradiation solaire globale minimale	kWh/m²/an	1100	1000	1200
Irradiation solaire globale haute	kWh/m²/an	1400	1300	1500
Surface solaire disponible minimale	m²	200	150	250
Surface solaire disponible haute	m²	1000	900	1100
Limite entre B+ et B-	/	0.7	0.7	0.95

Où :

— Les heures à pleine charge désignent les heures durant lesquelles le chauffage à distance travaillera à pleine charge durant l'année.

— La part de chauffage correspond à la partie de chaleur consommée pour le chauffage tandis que le reste sera consommé pour les besoins en ECS.

— Les 6 variables suivantes (consommations estivales mensuelles en chaleur minimale et haute ; irradiations solaires globales minimale et haute ; surfaces solaires minimale et haute) correspondent aux critères qui permettent d'attribuer les notes aux CAD, comme expliqué précédemment. Ainsi, le choix de les intégrer dans cette analyse a été posé afin de pouvoir observer quels sont les critères les plus impactant et donc pour lesquels il faut être le plus précis lors de leur évaluation afin de ne pas avoir de résultats erronés.

— Enfin, le dernier paramètre (la limite entre les catégories "B+" et "B-") permet de mesurer l'influence de la variance de la séparation entre les différentes catégories.

Afin de calculer les indices de Sobol via une analyse de sensibilité, il a fallu générer

des échantillons. Pour ce faire, la fonction *sample.saltelli*[7] du module SALib de Python a été utilisée. Celle-ci permet de créer des échantillons en prenant une variable N choisie (qui doit être de l'ordre du millier afin que l'étude soit représentative) comme paramètre.

Lors de ce projet, la valeur de 1000 a été attribuée à cette variable, ce qui, grâce à la fonction *sample.saltelli*, a permis d'obtenir 20000 échantillons différents comme la formule suivante l'illustre :

$$N_e = N * (2 * N_p + 2) = 1000 * (2 * 9 + 2) = 20000$$

Où N_e représente le nombre d'échantillons produits et N_p le nombre de paramètres de l'analyse de sensibilité.

Les résultats relatifs à cette analyse de sensibilité se trouvent dans le chapitre dédié aux différents résultats.

L'influence d'autres paramètres a également été étudiée hors de l'analyse réalisée avec SALib. En effet, ceux-ci requéraient un temps de calcul bien plus long et donc impossible à réaliser plusieurs milliers de fois.

Parmi ces autres influences de variables sur le résultat final qui ont été analysées se trouvent :

— l'influence de la surface minimale au-dessus de laquelle un toit pouvait être retenu.

— l'impact de la distinction entre les notes B+ et B-.

4.3 Évaluation du potentiel actuel et du potentiel futur

A partir des résultats obtenus avec l'outil permettant de trier les différents CAD existants, un potentiel actuel a pu être évalué en calculant la production de chaleur qui sera réalisée avec du solaire thermique pour les CAD ayant obtenu une note de A, B+ ou B- suivant le scénario de 20% choisi.

7. `https://salib.readthedocs.io/en/latest/_modules/SALib/sample/saltelli.html`

Afin de pouvoir comparer le potentiel calculé à nos jours à celui d'ici l'horizon 2050, une recherche documentaire a été réalisée avec 2 rapports différents :

— La fiche d'informations au sujet des réseaux thermiques [8] réalisée par EnergieSchweiz [9] et dirigée par la Confédération pour diriger la stratégie à l'horizon 2050,

— Le livre blanc au sujet des perspectives à long terme de l'efficience énergétique renouvelable dans le chauffage de proximité et à distance en Suisse [10] réalisé par Eicher+Pauli [11] pour l'ASCAD (Association Suisse du Chauffage à Distance) afin que cette dernière puisse prévoir le développement de son domaine d'activité.

4.3.1 Recherche bibliographique à propos des différents scénarios à l'horizon 2050

4.3.1.1 Les scénarios d'EnergieSchweiz

La situation future imaginée par EnergieSchweiz est représentée sur la figure suivante :

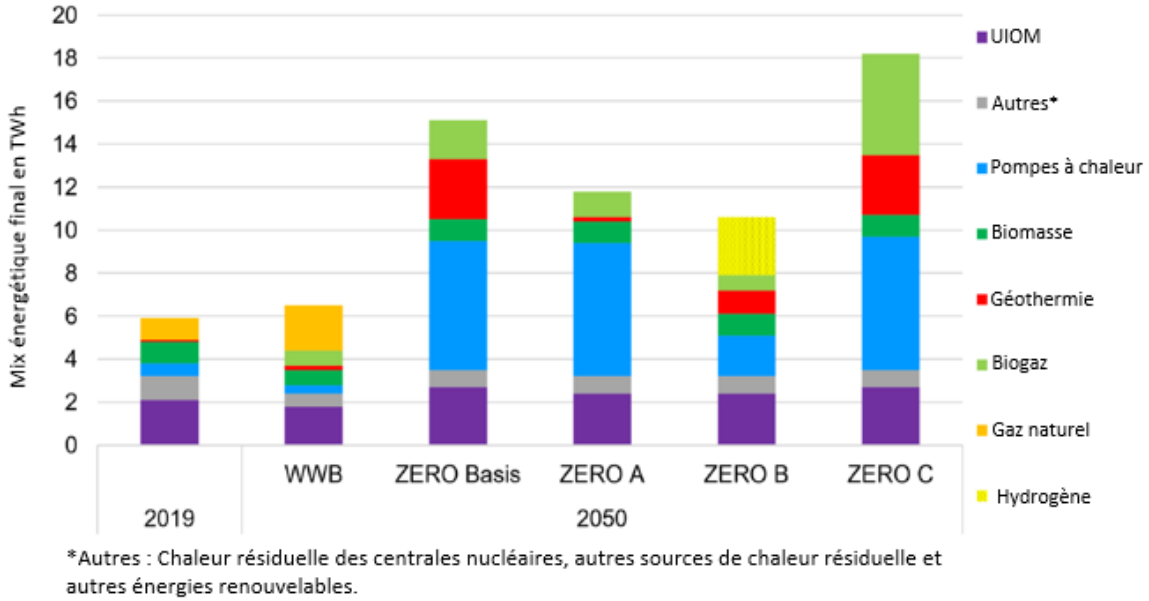


FIGURE 4.7 – Mix énergétique final pour alimenter les CAD suisses en 2019 et 2050 suivant plusieurs scénarios imaginés par EnergieSchweiz

8. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiX0YCKnYrxAhWGHhQKHSEXD_oQFjAAegQIAxAD&url=https%3A%2F%2Fpubdb.bfe.admin.ch%2Fde%2Fpublication%2Fdownload%2F10400&usg=AOvVaw0IwEJUyxQ4BcNLvVEIL067
9. https://www.suisseenergie.ch/
10. Sres T., Livre blanc – le chauffage à distance en Suisse – Stratégie ASCAD, ASCAD, mars 2014, https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-franz/Dienstleistun-gen/Weissbuch.php
11. https://www.eicher-pauli.ch/

On remarque que différents scénarios ont été envisagés :

— **Le scénario WWB (Weiter Wie Bisher) :**

Ce scénario représente la situation telle qu'elle pourrait être si toutes les mesures et tous les instruments de la politique énergétique et climatique suisse en vigueur actuellement (l'article a été rédigé en 2018) restent d'application. La loi entièrement révisée sur le CO2 et les nouveaux instruments issus des lois sur l'approvisionnement de l'électricité et sur l'énergie ne sont pas pris en compte.

— **Le scénario Zéro Basis :**

Dans ce scénario, l'efficacité énergétique est augmentée globalement et rapidement, le système énergétique est fortement électrifié et les énergies renouvelables sont fortement développées.

La production d'électricité domestique à partir d'énergies renouvelables est ainsi développée suffisamment pour que la production domestique d'électricité permette de couvrir la consommation d'ici 2050.

— **Le scénario Zéro A :**

Cette variante du scénario Zéro Basis montre une électrification plus forte que celle du scénario de base.

— **Le scénario Zéro B :**

Cette variante représente au contraire du scénario Zéro A une électrification plus faible que dans le scénario de base, mais au contraire une plus grande importance du biogaz, des gaz de synthèse et de l'hydrogène.

— **Le scénario Zéro C :**

Cette dernière variante du scénario de base présente une électrification plus faible, tandis que les réseaux de chaleur et les combustibles liquides biogènes et synthétiques jouent un rôle plus important.

4.3.1.2 Le scénario de Eicher+Pauli (livre blanc du chauffage à distance en Suisse de 2014)

Afin d'établir leur scénario, Eicher+Pauli ont commencé par analyser les régions susceptibles d'accueillir des réseaux de chauffage à distance. Pour ce faire, ils ont tenu compte des perspectives énergétiques suisses pour l'horizon 2050 et ont posé les hypothèses suivantes :

— Une réduction des besoins en chaleur de 50% pour le chauffage et l'eau chaude pour les habitations et les services d'ici 2050.

— Une réduction des besoins en chaleur de 20% pour le chauffage et l'eau chaude dans le secteur des industries toujours d'ici 2050.

A partir des données sur le parc immobilier et sur les besoins en chaleur, ils ont déterminé quels hectares présentaient une densification thermique suffisante pour constituer une zone de chauffage à distance. Ils ont ensuite regroupé ces hectares sous forme de clusters suivant leur localisation.

Après un tri dans ces différents clusters, ils ont estimé qu'il y avait environ 5500 clusters en Suisse susceptibles d'accueillir un CAD avec des tailles représentées sur la figure suivante :

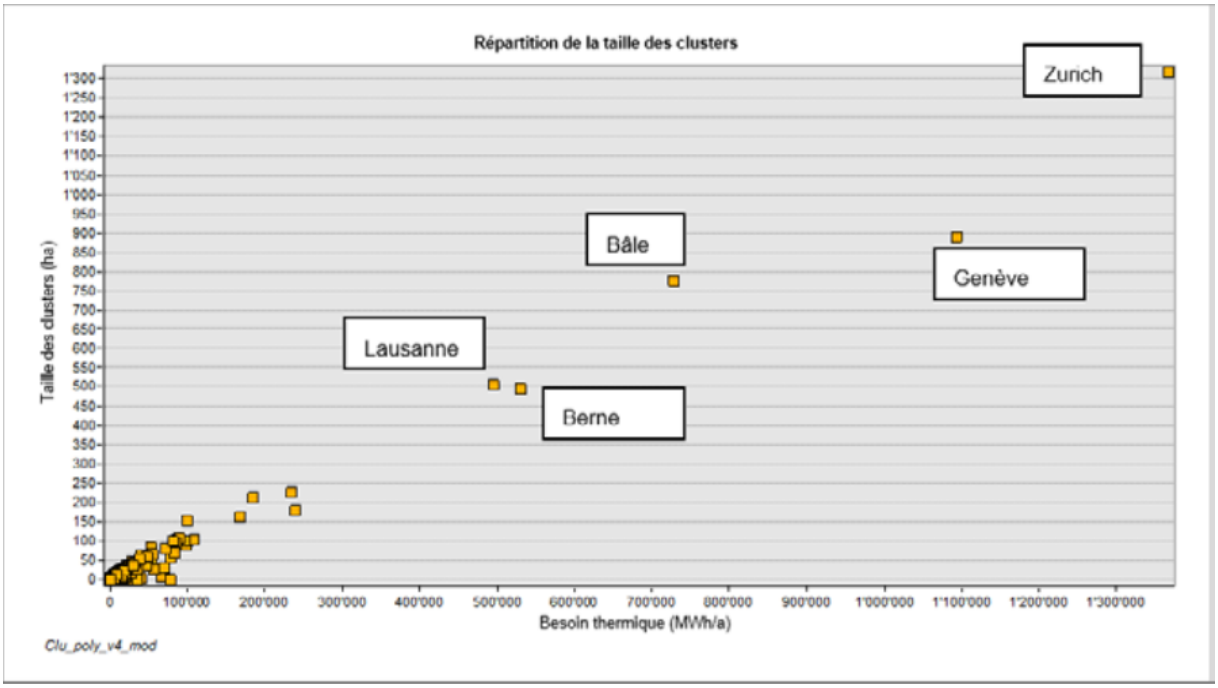


FIGURE 4.8 – Répartition de la taille des clusters en Suisse détectés lors de l'étude réalisée par Eicher+Pauli

Parmi ces différents clusters identifiés, les plus grands se trouvent dans des villes possédant déjà leur propre CAD.

L'ensemble des besoins en chaleur en Suisse ayant été de 85 TWh/an en 2010 selon leurs données et étant donné leur hypothèse de réduction de 50% de cette valeur d'ici 2050, ils ont estimé que ces besoins passeront aux alentours de 45 TWh/an d'ici là.

Selon leur analyse des clusters, environ 17 TWh/an pourront être couverts avec le chauffage à distance, ce qui correspond à 38% de la demande en chaleur estimée pour cette année, contre 4% en 2010 pour les besoins dans les bâtiments résidentiels.

Il s'agira d'ici là d'attribuer les énergies renouvelables liées à une zone géographique (comme c'est le cas du solaire thermique) aux différents clusters selon le potentiel relatif à cette zone sachant qu'une première attribution a déjà été réalisée avec les résultats suivants (qui ne tenaient pas compte du solaire thermique) :

Source de chaleur	***Potentiel thermique [TWh/a]***	***Attribué [TWh/a]***	***Couverture des besoins en chauffage à distance***
UIOM	*5.7*	*3.6*	*21%*
Utilisation directe des rejets thermiques in-dustriels	*3.6*	*Non attribué*	*Non attribué*
Eaux souterraines	*12.2*	*1.9*	*11%*
STEP	*7.7*	*1.9*	*11%*
Lacs	*97.0*	*5.1*	*29%*
Cours d'eau	*21.3*	*1.8*	*10%*
Bois	*20.5*	*1.7*	*10%*
Géothermie	*70.0*	*1.3*	*8%*
Total	***238.0***	***17.3***	***100%***

FIGURE 4.9 – Potentiel thermique et attribution résultante

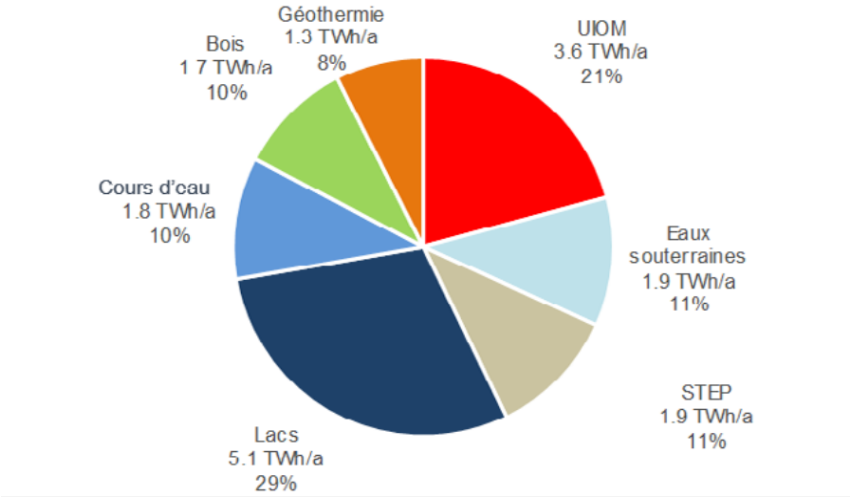


FIGURE 4.10 – Potentiel thermique et attribution résultante sous forme de graphique circulaire

4.3.2 Évaluation des potentiels

Afin de pouvoir calculer les potentiels futurs de l'introduction du solaire thermique dans les CAD suivant les différents scénarios analysés ci-dessus, certaines hypothèses ont dû être posées :

— Les types de CAD non retenus à nos jours à cause de leur source principale de chaleur ne seront pas retenus non plus en 2050.

— Le pourcentage de la production d'énergie des CAD de chaque type éligible reste constant dans le temps.

Cette deuxième hypothèse signifie, par exemple, qui si 40% de la production d'énergie totale des CAD ayant pour source principale la géothermie est éligible à nos jours (critère d'éligibilité = catégorie A, B+ ou B- attribuée aux CAD) alors 40% de la future production d'énergie totale des CAD de ce type seront également éligibles en 2050.

Cette hypothèse est incomplète, car une réelle analyse du futur potentiel de l'injection du solaire thermique dans les CAD nécessiterait de connaître les emplacements et bâtiments connectés aux futurs CAD. Néanmoins, elle permet de réaliser une première évaluation.

L'outil permettant d'appliquer ces hypothèses fonctionne donc grâce à ces différentes étapes :

1. Le programme récupère les résultats du tri obtenus à l'aide de l'outil effectuant la classification des CAD.

2. Le code calcule ensuite pour chaque type de CAD (donc pour chaque type de source principale d'énergie) la production totale d'énergie annuelle.

3. L'outil permet ensuite de calculer, pour chaque type de source principale d'énergie, le pourcentage d'énergie produite annuellement qui est conservé après tri (par rapport à la base de données initiale).

$$Pourcentage_{type} = \frac{\text{Énergie totale produite annuellement } \mathbf{retenue}_{type}}{\text{Énergie totale produite annuellement } \mathbf{initiale}_{type}} * 100$$

4. Finalement, le code calcule, à l'aide de ces pourcentages, l'énergie totale qui sera produite et qui est éligible à l'intégration du solaire thermique pour chacun des scénarios et des valeurs qui leur sont attribuées. De cette énergie, selon le scénario de 20% de couverture solaire choisi depuis le début, ne sera finalement retenu que le cinquième, ce qui nous permettra d'obtenir notre potentiel futur pour les différents scénarios.

Chapitre 5

Résultats

Dans cette section seront exposés les principaux résultats obtenus à l'aide des différents outils développés lors de ce travail.

5.1 Résultats relatifs à la catégorisation des CAD

5.1.1 Résultats intermédiaires

Ainsi qu'expliqué au point 4.1.2, l'outil permettant de réaliser le tri était composé d'une partie qui permettait de réaliser un prétri avant de pouvoir calculer les notes relatives aux CAD conservés lors de cette étape. Les résultats intermédiaires obtenus à l'aide de cette partie du code sont les suivants :

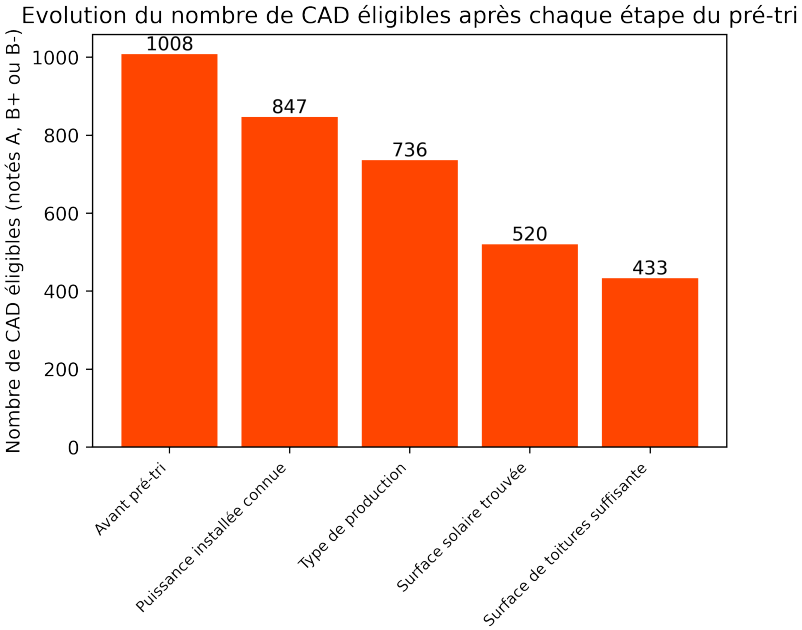


FIGURE 5.1 – Nombre de CAD à chaque étape du prétri

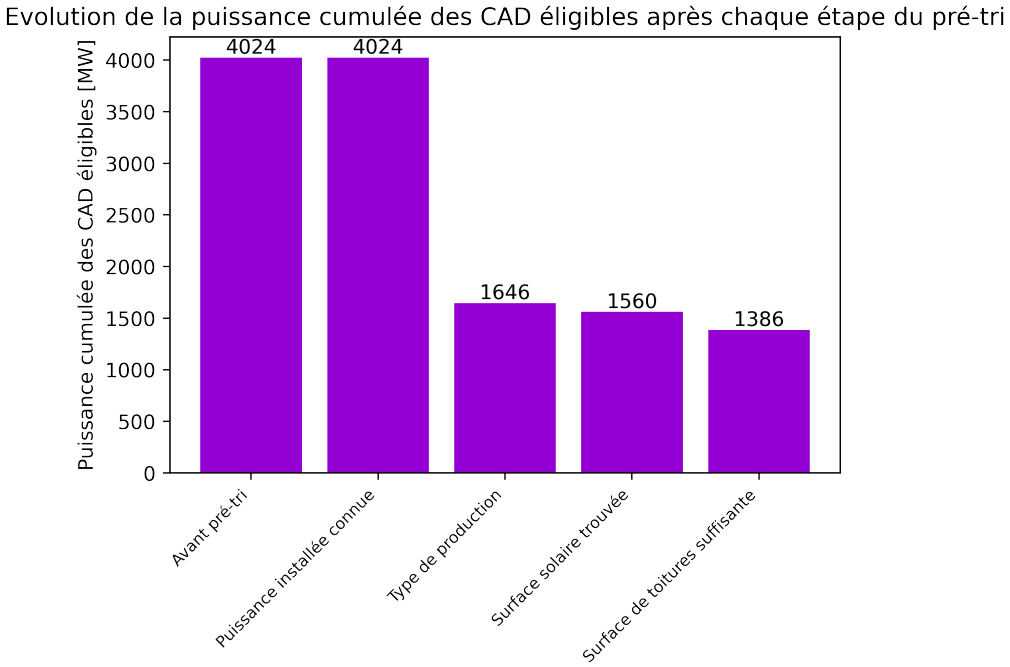


FIGURE 5.2 – Puissance cumulée des CAD à chaque étape du prétri

La suite du code permet de trier les CAD restants selon les critères définis au point 4.1.1 et pour lesquels on obtient un nombre de CAD éligibles représentés sur la figure suivante (où la différence entre les CAD éligibles et retenus réside dans le fait que les CAD retenus étaient éligibles à tous les critères) :

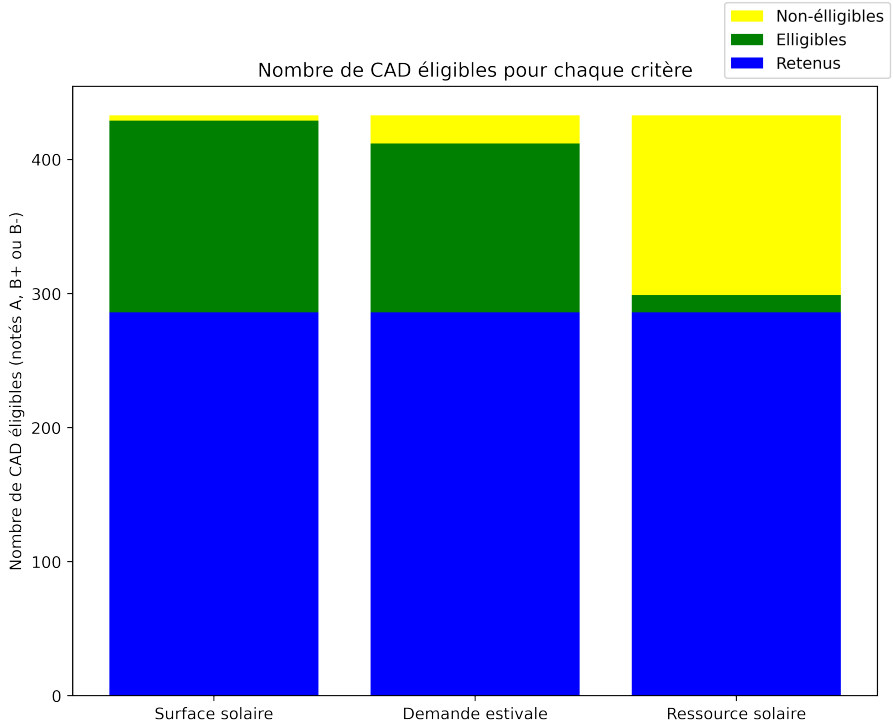


FIGURE 5.3 – Nombre de CAD éligibles et retenus pour chaque critère

Ce qui permet d'obtenir pour cette deuxième partie du tri les résultats suivants :

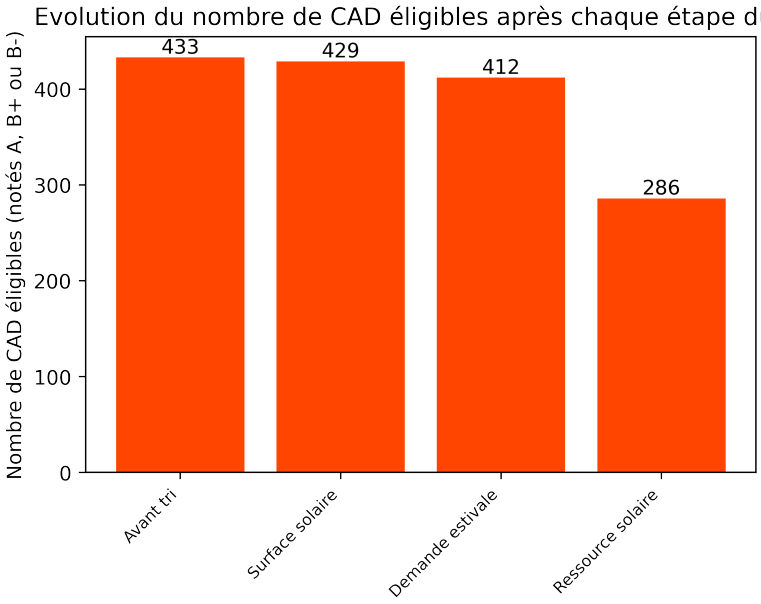


FIGURE 5.4 – Nombre de CAD à chaque étape du 2ème tri

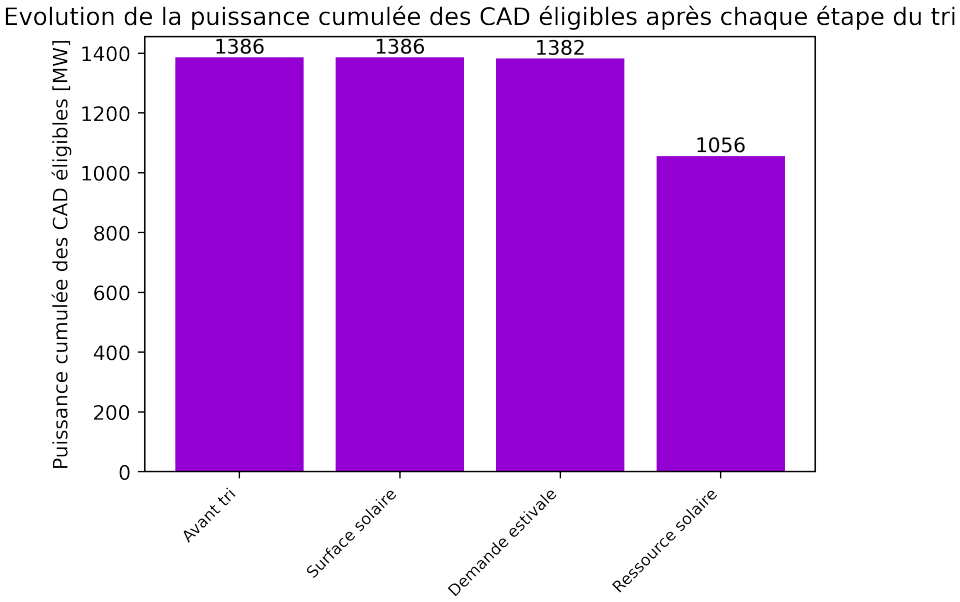


FIGURE 5.5 – Puissance cumulée des CAD à chaque étape du 2ème tri

C'est ainsi qu'en mettant bout à bout ces différents tris, on obtient les résultats finaux.

5.1.2 Résultats finaux

Les graphiques ci-dessous permettent de présenter les évolutions obtenues au niveau du nombre de CAD et de la puissance installée cumulée tout du long du tri effectué à l'aide de l'outil.

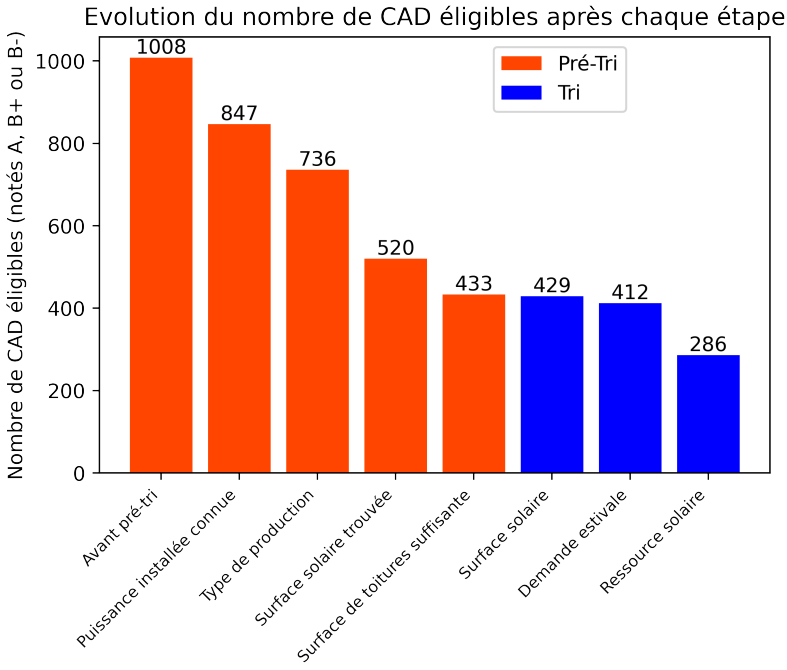


FIGURE 5.6 – Nombre de CAD éligibles à chaque étape du tri

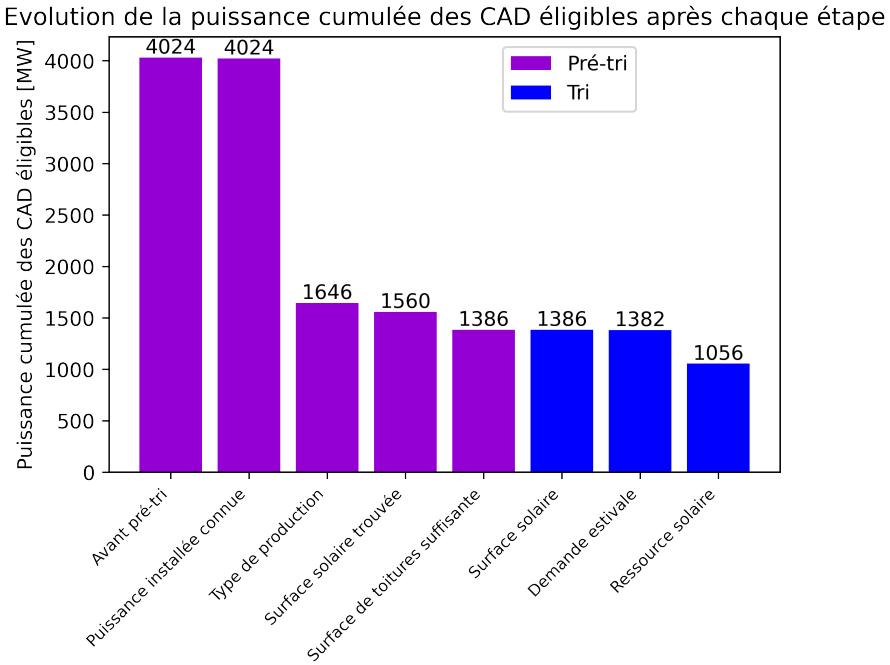


FIGURE 5.7 – Puissance cumulée des CAD à chaque étape du tri

On remarque que c'est au niveau de la surface solaire détectée que le plus grand nombre de CAD est écarté. Mais, si on se concentre uniquement sur la seconde partie du tri, c'est au niveau de la ressource solaire que le plus de CAD ne sont pas retenus. Cet aspect doit être retenu en vue de l'analyse de sensibilité pour vérifier si ce critère est le plus critique dans cette étude.

En ce qui concerne la puissance installée des CAD conservés, on remarque qu'elle baisse le plus au niveau du critère relatif au type de ressource principale permettant la production de chaleur. Cette chute est due au fait qu'on élimine avec ce critère les CAD qui fonctionnent avec de la chaleur fatale et avec des rejets de chaleur (UIOM, industriels, etc.) et que ces réseaux de chaleur ont, dans la plupart des cas, des grandes puissances installées.

Les tendances de réduction du nombre et de la puissance installée des CAD suivent celles obtenues avec l'outil développé par Antoine ROCH avec des résultats du même ordre de grandeur (à savoir plus ou moins 25% des CAD et de la puissance installée conservés après toutes les étapes de tri), ce qui tend à prouver que les différentes étapes du tri se sont bien déroulées. Les résultats sont toutefois plus précis et suivent maintenant un choix de critères plus proches de ceux utilisés dans les études de faisabilité classiques.

Une analyse des CAD restants à la fin des tris nous montre que la distribution des CAD dans les différentes catégories est la suivante :

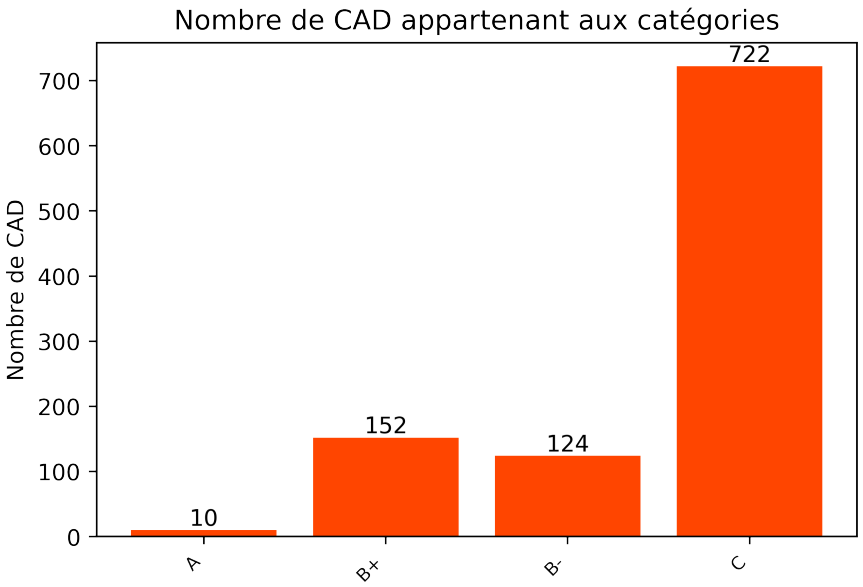


FIGURE 5.8 – Nombre de CAD appartenant aux différentes catégories

On remarque que, parmi les catégories présentant un potentiel d'intégration du solaire thermique, c'est la catégorie "A", à savoir la meilleure, qui compte le moins d'individus, mais que ce sont ces derniers qui présentent les meilleures caractéristiques. La catégorie présentant le plus d'individus est bien entendu la "C" à laquelle appartiennent les CAD écartés au fil des critères.

On peut donc réaliser une analyse générale des différents graphiques affichés ci-dessus : Le potentiel de production de chaleur avec du solaire thermique dans les CAD retenus (A, B+ et B-) a été évalué à 0.57 TWh, cela représente environ 8% de la quantité de chaleur totale annuelle fournie par les CAD suisses. Cette valeur est relativement importante au vu des données reprises au point 2.1.5.3. En effet, cela représente 4 fois plus que ce qui est actuellement produit via la géothermie, mais cela reste désuet en comparaison avec les 35% actuellement produits par les UIOM.

Finalement, afin de pouvoir travailler avec les résultats obtenus à l'aide de cet outil dans le futur, un document Excel a été créé recensant les CAD appartenant aux catégories A, B+ et B-. Celui-ci contient les informations suivantes :

Intitulé	Unité	Explication
Nom_reseau	/	Nom du réseau dans la base de donnée de l'OFEN
Place	/	Nom de la ville dans laquelle se trouve le réseau
Puissance	MW	Puissance du CAD exprimée en GW
Energie	MWh	Energie du CAD exprimée en GWh
Agent_energetique_1	/	Ressource principale du CAD pour la production de chaleur
Agent_energetique_2	/	Ressource secondaire ou de réserve du CAD pour la production de chaleur
Station_Degre_Jours	/	Station DJ associée au réseau afin de calculer la consommation en chaleur sur le réseau
pc_annuelle	MWh	Production de chaleur annuelle du réseau
Nom_Station	/	Nom de la station météo mesurant le rayonnement solaire la plus proche du réseau
somme_rs	W/m²	Rayonnement solaire annuel relatif à la station solaire la plus proche
ener_sol	MWh	production solaire attendue pour un scénario de couverture solaire de la demande en chaleur de 20%
surface	m²	Surface solaire nécessaire pour couvrir la production solaire attendue
eco	€	Economie faites sur la durée de vie d'un panneau solaire (35 ans) pour une couverture solaire de 20%
pertes	%	%age de pertes de chaleur par km de conduites pour le scénario solar fraction 20%
distance	m	Distance de prospection autour du CAD pour la recherche de surface pouvant accueillir des paneaux solaires (fonction des pertes)
E	/	Coordonnées du réseau
N	/	Coordonnées du réseau
surface_sol	m²	Surface détectée qui peut accueillir des panneaux solaires (champs + toits)
Surface_toits	m²	Surface détectée qui peut accueillir des panneaux solaires (uniquement toits)
possible_champs	/	Indique si stratégie avec uniquement champ est possible ou non afin d'atteindre la surface solaire nécessaire à un seuil de tolérance de 80%
possible_toits	/	Indique si stratégie avec uniquement toits est possible ou non afin d'atteindre la surface solaire nécessaire à un seuil de tolérance de 80%
Note	/	Note (sur 1) du CAD relative à la consommation estivale en chaleur sur le CAD
Note2	/	Note (sur 1) du CAD relative au rayonnement solaire annuel
Note3	/	Note (sur 1) du CAD relative à la surface (de toits) pouvant accueillir les panneaux solaires
Note_finale	/	Catégorie à laquelle appartient le CAD

FIGURE 5.9 – Légende relative au fichier Excel contenant les résultats du tri des CAD

Ce fichier Excel se présente sous la forme suivante :

FIGURE 5.10 – Excel contenant les CAD triés avec leur catégorie

Les différents CAD ont ensuite été représentés sur la carte suivante :

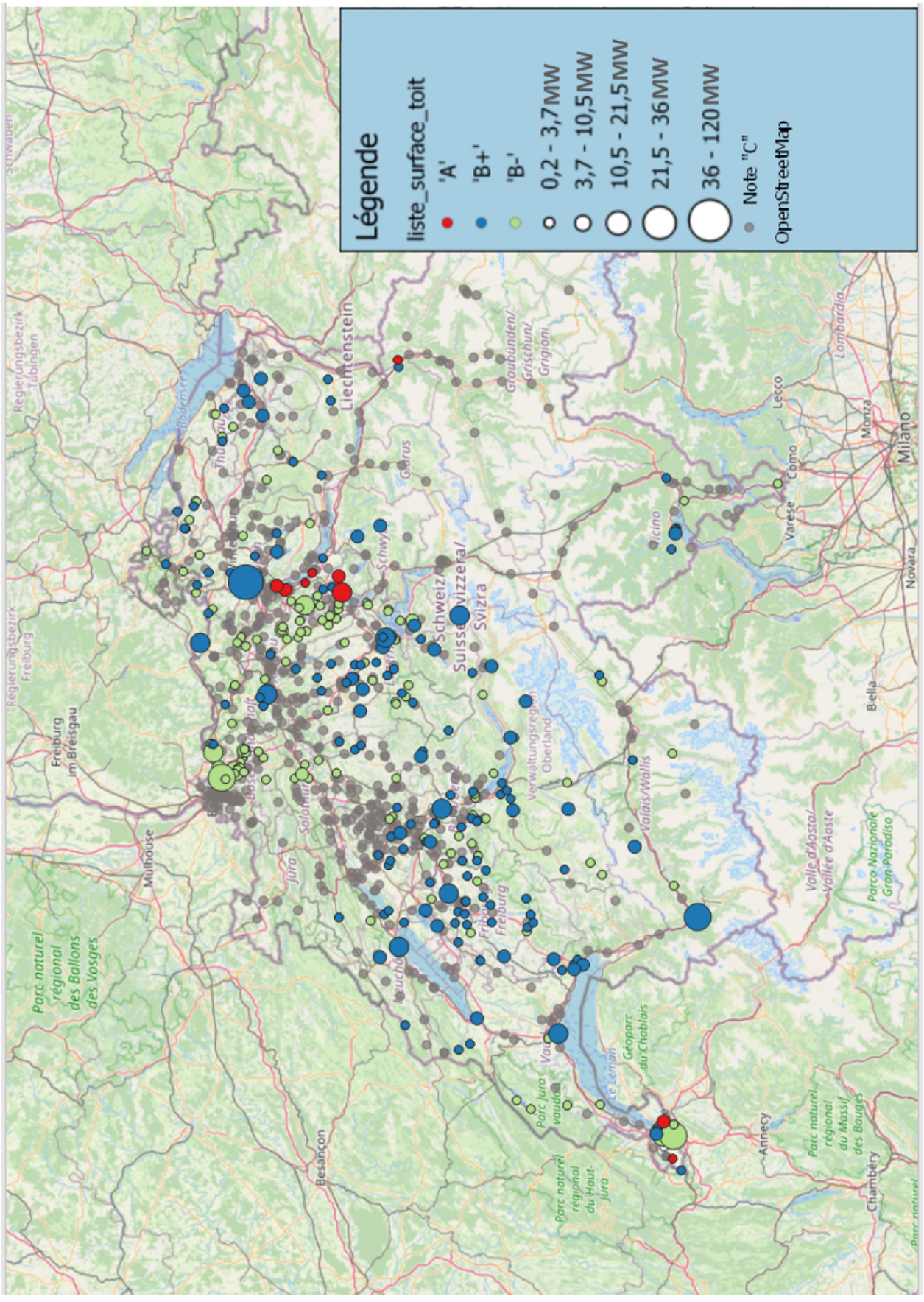


FIGURE 5.11 – Représentation des différents CAD en fonction de leur catégorie et de leur puissance installée

On remarque sur cette carte que les CAD les plus intéressants se situent près des grandes villes. Les CAD appartenant à la catégorie "A" se situent soit à Genève, soit au sud de Zurich près de Zoug. C'est d'ailleurs autour de ces zones que l'on trouve les plus gros clusters rassemblant des CAD jugés intéressants, car éligibles. Cela s'explique par le fait que la demande en chaleur est grande autour des zones urbaines, car il y a une plus grande densité de population, et donc de bâtiments, et que ces régions profitent d'un ensoleillement suffisant.

Il y a moins de CAD (éligibles ou non) dans le sud de la Suisse, car ces régions sont montagneuses et ne présentent pas de potentiel à l'installation de tels réseaux étant donné que la densité de demande en chaleur n'y est pas suffisante.

5.2 Résultats relatifs à l'analyse SALib

Plusieurs analyses SALib ont été réalisées avec les mêmes paramètres d'entrée, mais pour des sorties différentes. Les différents résultats obtenus sont présentés dans les sections suivantes.

5.2.1 Analyse relative à la catégorie A

Le résultat analysé dans ce cas-ci est la puissance cumulée des CAD qui ont été catégorisés "A" avec les paramètres obtenus dans les différents échantillons créés dans les bornes définies.

Les résultats des indices de Sobol de premier ordre et ordre total obtenus sont les suivants :

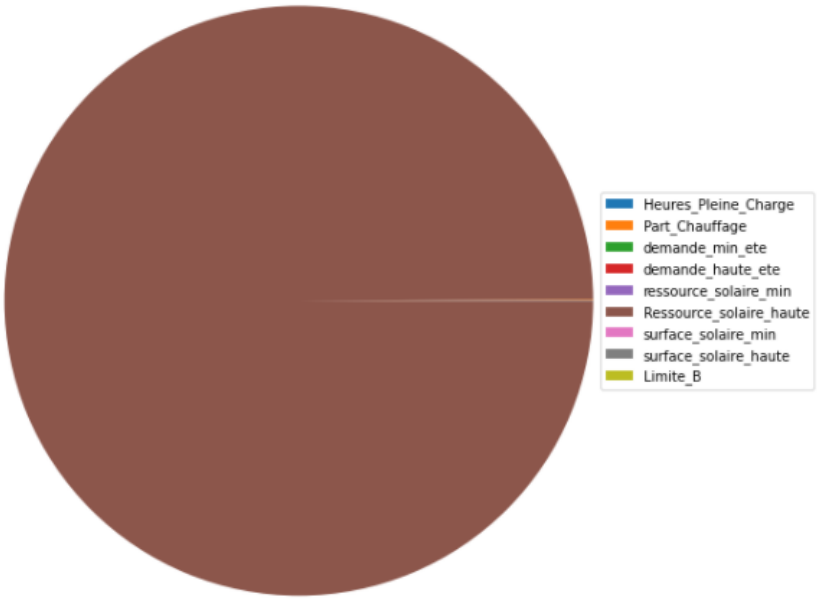


FIGURE 5.12 – Résultats de l'analyse de sensibilité de premier ordre

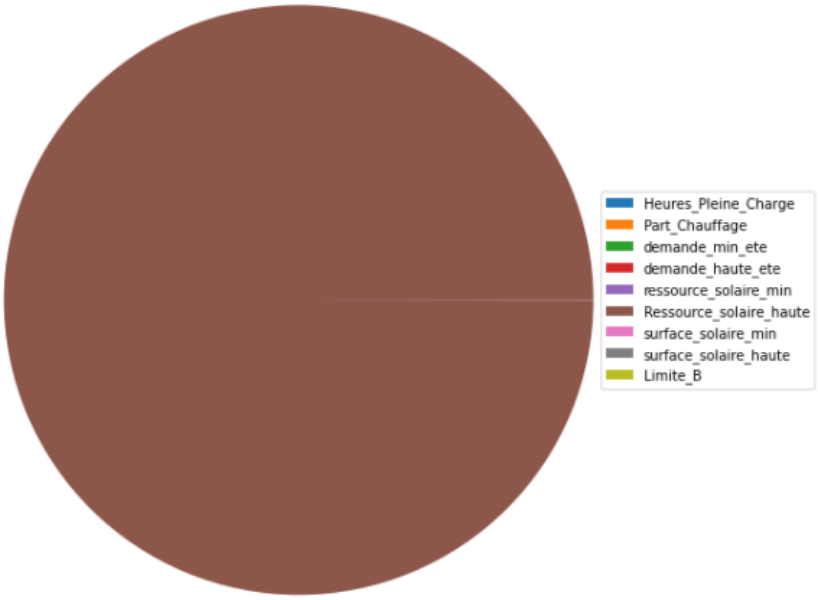


FIGURE 5.13 – Résultats de l'analyse de sensibilité d'ordre total

On voit donc que c'est la ressource solaire fixant la limite entre les catégories "A" et "B+" qui influence totalement la délimitation entre ces 2 catégories pour les bornes des différents paramètres fixés.

De plus, comme il n'y a pas de changement entre le graphique relatif aux indices de Sobol de premier ordre et de l'ordre total, c'est bien ce critère qui influence le résultat de cette analyse peu importe les modifications apportées aux autres critères.

Afin de pousser l'analyse sur l'influence des différents critères sur la catégorie "A", le graphique suivant a été tiré des résultats finaux obtenus dans le fichier Excel :

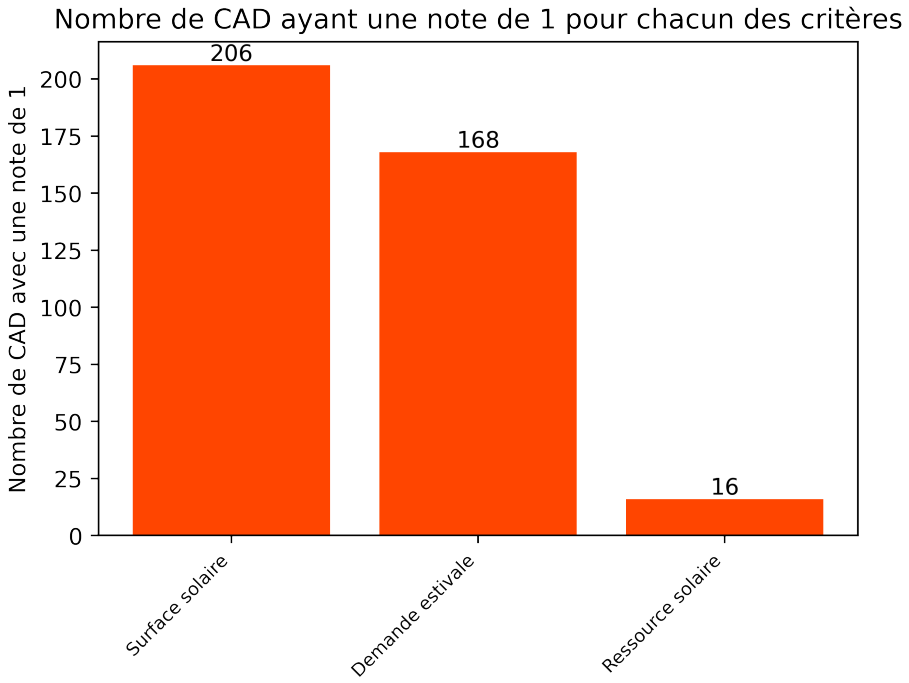


FIGURE 5.14 – Nombre de CAD qui dépassent le critère haut

On observe donc une nouvelle fois que c'est bien le critère relatif à la ressource solaire qui impacte le plus le tri des CAD. Ce critère est toutefois difficile à interpoler géographiquement. En effet, il est actuellement évalué à l'aide de la station météorologique la plus proche, mais il pourrait varier pour des zones particulières. Il pourra dès lors être affiné à l'occasion de la suite du projet SolCAD.

Il est néanmoins aussi possible que les bornes qui définissent au-dessus de quelles valeurs la ressource solaire est considérée comme favorable ou très favorable soient légèrement trop hautes pour les critères technico-économiques suisses.

5.2.2 Analyse relative à la catégorie B+

Dans cette analyse, c'est la puissance cumulée des CAD catégorisés "B+" qui sert de résultat analysé.

On obtient les indices de Sobol de premier ordre et d'ordre total suivants :

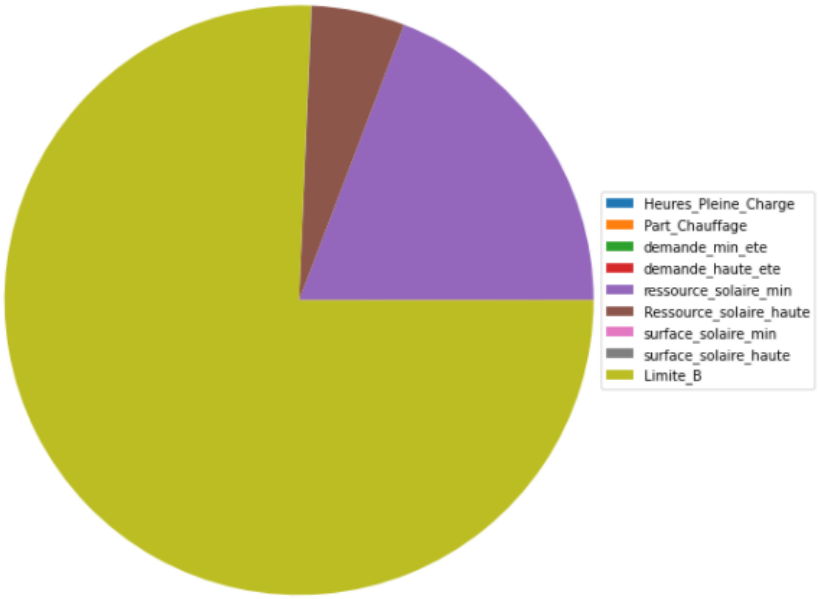


FIGURE 5.15 – Résultats de l'analyse de sensibilité de premier ordre

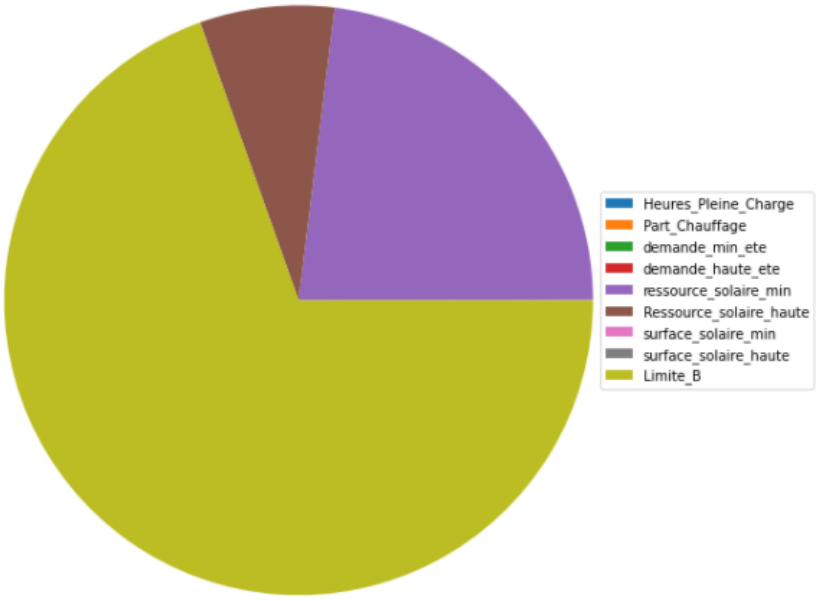


FIGURE 5.16 – Résultats de l'analyse de sensibilité d'ordre total

Lorsque l'on analyse ces 2 graphiques, on se rend compte que, pour cette catégorie en particulier, ce sont les paramètres introduits pour la délimitation entre les catégories "B+" et "B-", ainsi que pour les limites de ressource solaire qui ont le plus grand impact.

Il est normal de retrouver ici la grande influence de la limite entre les 2 catégories B, car celle-ci impacte directement le résultat final. Mais en ce qui concerne les 2 limites relatives à l'irradiation solaire, elles ont une conséquence moins marquée sur la délimitation entre les catégories "A" et "B-". Le paramètre concernant la ressource solaire haute a

un impact, car, suivant sa valeur, certains CAD oscillent entre la catégorie "A" ou "B+" tandis que pour le minimum il fait varier les CAD entre les 2 catégories B.

On observe qu'il y a une petite différence entre les 2 graphiques, ce qui signifie que les variations de ces 3 paramètres ont des interactions entre elles qui impactent légèrement le résultat final, sans être critiques.

5.2.3 Analyse relative à la catégorie B-

Dans ce cas, c'est la puissance cumulée des CAD qui appartiennent à la catégorie "B-" qui a été utilisée comme résultat à analyser.

Les indices de Sobol de premier et d'ordre total obtenus sont :

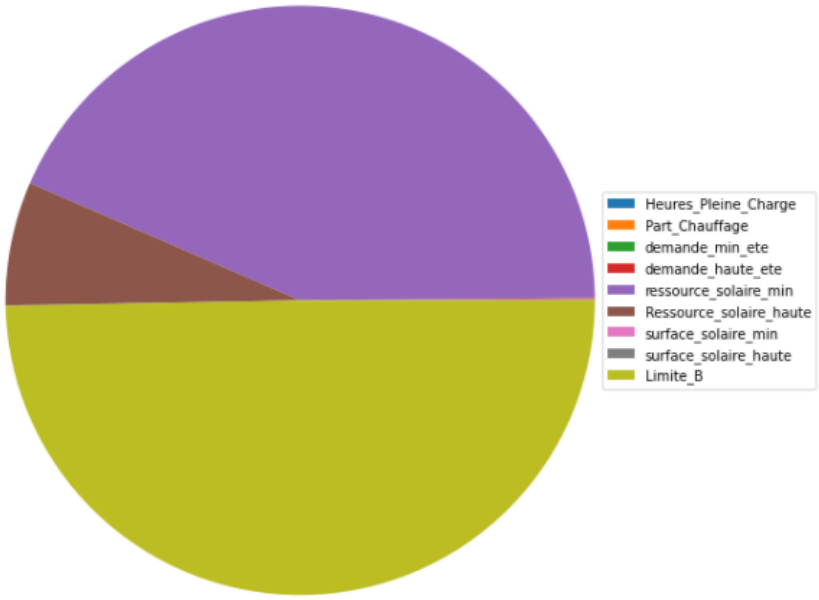


FIGURE 5.17 – Résultats de l'analyse de sensibilité de premier ordre

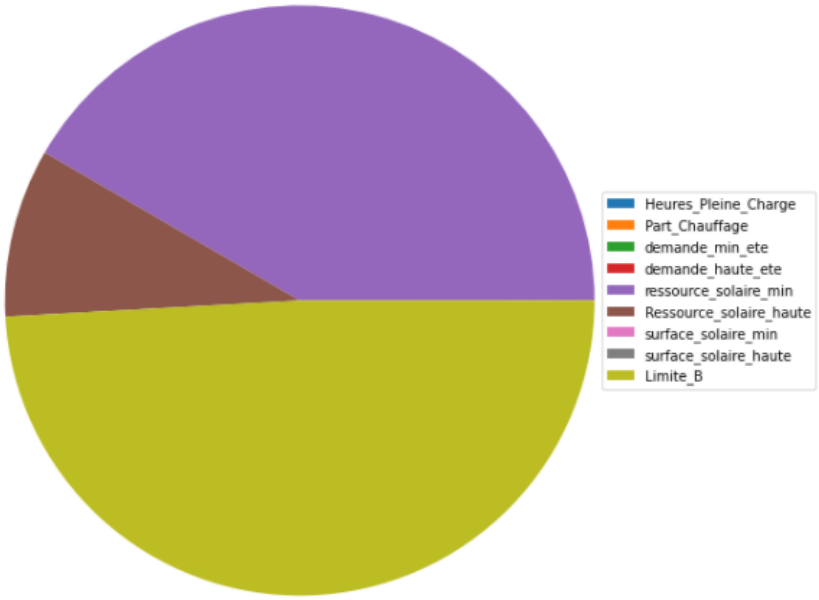


FIGURE 5.18 – Résultats de l'analyse de sensibilité d'ordre total

On observe donc que les paramètres qui ont le plus d'impact sont les mêmes que ceux observés pour la catégorie B+, mais en des proportions différentes.

On remarque ainsi que c'est le critère relatif à l'irradiation solaire qui est le plus impactant dans tous les cas observés.

5.2.4 Autres analyses réalisées

Afin d'approfondir les résultats, d'autres analyses ont également été réalisées :

— Influence de la surface minimale au-dessus de laquelle un toit peut être retenu :

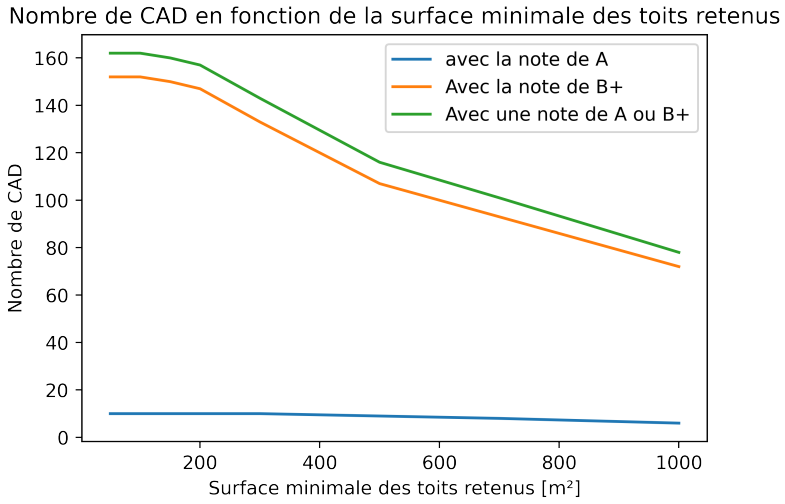


FIGURE 5.19 – Nombre de CAD retenus (A et B+) en fonction de la surface minimale des toits retenus

Ainsi qu'attendu, on remarque que le nombre de CAD éligibles est fonction de la taille minimale au-dessus de laquelle les toits peuvent être retenus. Cela est dû au fait que la distance de prospection autour des CAD est limitée.

Ce graphique avait également pour objectif de prouver que le code qui permet de chercher les surfaces de toits fonctionne.

— Influence de la limite entre les 2 catégories "B+" et "B-" :

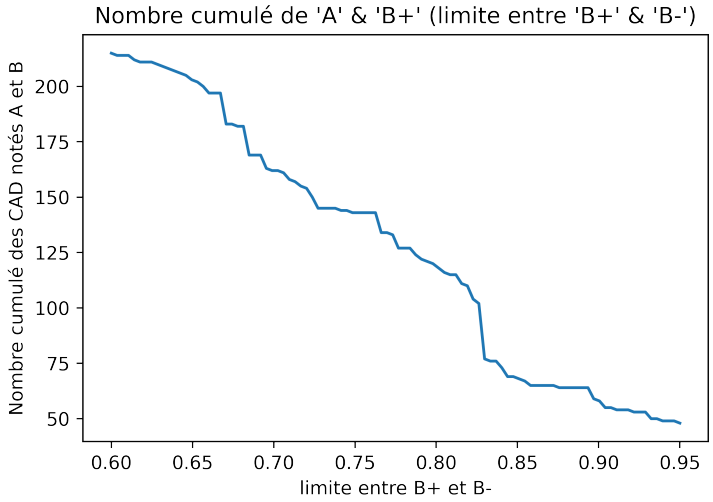


FIGURE 5.20 – Nombre de CAD retenus (A et B+) en fonction de la limite entre les catégories "B+" et "B-"

On peut observer sur cette figure que le choix de la limite entre ces 2 catégories est crucial quant au nombre de CAD que l'on peut reconnaître comme étant les plus propices à l'intégration du solaire thermique. Imposer le curseur à une valeur relativement haute permet ainsi de sélectionner un nombre relativement restreint de CAD pour lesquels une analyse plus détaillée peut être réalisée par la suite.

En conclusion à ces différentes analyses, la ressource solaire est le critère le plus important, mais il est difficile d'interpoler cette donnée, notamment à cause de cas d'ombrages. Cela fait partie des limites d'une analyse cartographique large, mais la précision reste suffisante pour effectuer un premier tri. Les influences locales pourront ensuite être analysées au cas par cas par la HEIG-VD pour les CAD retenus à l'aide de ce travail.

5.3 Résultats relatifs à l'analyse du potentiel futur

Le potentiel calculé à l'heure actuelle est de 0.57 TWh annuels, tandis qu'à l'horizon 2050 les différents potentiels qui peuvent être calculés en fonction de la recherche bibliographique sont les suivants :

- Selon **EnergieSchweiz :**
  - Scénario WWB : Le potentiel calculé est de 0.51 TWh annuels
  - Scénario Zero Basis : Le potentiel calculé est de 1.06 TWh annuels
  - Scénario Zero A : Le potentiel calculé est de 0.91 TWh annuels
  - Scénario Zero B : Le potentiel calculé est de 0.44 TWh annuels
  - Scénario Zero C : Le potentiel calculé est de 1.47 TWh annuels

- Selon **Eicher+Pauli :** Le potentiel calculé à l'aide de leur scénario est de 1.97 TWh annuels.

On remarque donc que le potentiel futur sera certainement compris entre 1 et 2 TWh possibles. Le potentiel futur maximal qui a été calculé est celui basé sur le scénario établi par Eicher+Pauli, mais ces résultats sont sans doute un peu trop optimistes, car cette étude a été réalisée pour l'Association Suisse des Chauffages à Distance (ASCAD [1]) afin de prédire le développement de leur domaine d'activité. Celui-ci présente donc un intérêt à être le plus optimiste possible.

5.4 Récapitulatif des résultats obtenus

L'outil permettant la catégorisation des CAD a fourni un fichier Excel suffisamment précis pour servir de base de travail pour la HEIG-VD. Ils vont ensuite, pour les CAD ayant obtenu les meilleures notes, réaliser des études au cas par cas afin de pouvoir affiner leur potentiel d'intégration du solaire thermique dans les CAD suisses. On observe, au travers de ces résultats, qu'environ 25% des CAD suisses sont éligibles à cette intégration.

La représentation cartographique des CAD apparaissant dans ce fichier indique que les CAD présentant le plus grand potentiel sont situés dans, et aux abords, de grandes

1. `https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-franz/`

villes et forment des clusters autour de celles-ci.

L'analyse de sensibilité indique que le critère relatif à la ressource solaire est le plus influant sur le tri des chauffages à distance. Un affinage de ce critère devra être réalisé lors de l'étude au cas par cas des différents CAD sélectionnés, tant au niveau la mesure, que des limites définies.

L'analyse du potentiel futur (à l'horizon 2050) de l'intégration du solaire thermique dans les CAD indique que différents scénarios sont envisagés, et que, selon celui étudié, ce potentiel peut varier entre 0.44 TWh et 2 TWh. A titre de comparaison, le potentiel calculé pour les CAD qui existent à ce jour a été évalué 0.57 TWh et devrait, vraisemblablement, être plus élevé d'ici 2050.

Chapitre 6

Conclusion

L'objectif de ce travail était de concevoir des outils d'aide à l'évaluation du potentiel solaire dans les chauffages à distance suisses sur base de critères d'éligibilité que l'on peut retrouver dans des études de faisabilité classiques.

Il fallait que ces outils soient simples d'utilisation, clairs et donnent des résultats utilisables par la suite.
Le fichier Excel ainsi que la représentation géographique sur une carte qui résultent de ce mémoire répondent à ces différents objectifs.

Les résultats obtenus répondent également aux besoins du projet global SolCAD :
Premièrement, l'analyse de sensibilité effectuée a permis d'identifier le critères limitant le plus le potentiel d'intégration, à savoir la ressource solaire. Ce critère pourra être affiné lors des futures études qui seront réalisées au cas par cas par la HEIG-VD, car il manque encore de précision et doit peut-être être réévalué à la baisse.
Deuxièmement, l'étude des scénarios futurs à l'horizon 2050 a indiqué qu'un potentiel certain existait dans le futur pour l'intégration du solaire thermique dans les CAD.
Enfin, les résultats obtenus avec l'outil permettant le tri des CAD de la Confédération suisse vont permettre à la HEIG-VD de réaliser des études au cas par cas pour les meilleurs CAD identifiés. Ils servent donc de base solide pour le futur de l'étude.

On peut, par ailleurs, imaginer que d'autres travaux tels que celui réalisé pour la Suisse pourraient être produits dans d'autres pays tels que la Belgique dans le futur.

Chapitre 7

Bibliographie

[1] CREM, *CREM : Centre de Recherches Énergétiques et Municipales*. En ligne sur le site web : `https://www.crem.ch/fr/`, consulté le 12 avril 2021.

[2] DOLS, J-M. et MERCENIER, B. (2020). GED-C2-B2-UE09 - *Efficacité énergétique*. Recueil inédit, HELMO Gramme.

[3] Connaissance Des Énergies. (2017). *Biomasse : la transition du 3e réseau de chaleur de France*. En ligne sur le site web : `https://www.connaissancedesenergies.org/biomasse-la-transition-du-3e-reseau-de-chaleur-de-france-170707`, consulté le 3 mai 2021.

[4] QUIQUEREZ, Loic. Quel rôle pour le chauffage à distance dans la transition énergétique ? Atouts, contraintes et potentiels. In : Cycle de formation Energie-Environnement 2016-2017, Genève, 27 avril 2017, 2017

[5] Haute École d'Ingénierie et de Gestion du canton de Vaud, HEIG-VD. (2019). *A propos*. En ligne sur le site web : `https://heig-vd.ch/`, consulté le 30 avril 2021.

[6] SWISSOLAR Association des professionnels de l'énergie solaire. (2018). *Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2017 : Extrait de la statistique suisse des énergies renouvelables*

[7] EnergieSchweiz. (2021). *Faktenblatt : Thermische Netze*

[8] Viessman. (2014). *Brochure technique sur le solaire thermique*

[9] Energie Solaire SA. (2021). *Capteur non vitré AS*. En ligne sur le site web : `https://www.energie-solaire.com/wq_pages/fr/site/page-201.php`, consulté le 20 mai 2021.

[10] Energy initiative. (2014). *Solaire thermique*. En ligne sur le site web : `https://www.energyinitiative.be/solaire-thermique.html`, consulté le 20 mai 2021.

[11] Wikipedia. (2006). *Capteur solaire thermique à tubes sous vide*. En ligne sur le site web : https://fr.wikipedia.org/wiki/Tube_sous_vide#/media/Fichier:Capteur_a_tubes_sous_vide_001.JPG, consulté le 20 mai 2021.

[12] Solar District Heating, SDH. (2017). *Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants*. En ligne sur le site web : https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/, consulté le 26 mai 2021.

[13] SIG. (2021). *Simonetta Sommaruga inaugure la centrale solaire thermique SIG SolarCAD II*. En ligne sur le site web : https://ww2.sig-ge.ch/actualites/simonetta-sommaruga-inaugure-la-centrale-solaire-thermique-sig-solarcad-ii, consulté le 2 juin 2021.

[14] Energiforsk. (2016). *European District Heating Price Series*

[15] Confédération suisse. *geo.admin.ch - le géoportail fédéral*. En ligne sur le site web : https://data.geo.admin.ch/, consulté le 17 mars 2021.

[16] Le salon ENERGIES + construction. (2013). *Qu'est-ce que le degré-jour ?* . En ligne sur le site web : https://www.energiesplus.be/fr/degre-jour, consulté le 5 juin 2021

[17] Confédération suisse. *Agrometeo*. En ligne sur le site web : https://agrometeo.ch/, consulté le 19 mars 2021.

[18] Solar district heating, SDH. *SDH calculation tools*. En ligne sur le site web : https://www.solar-district-heating.eu/en/tools/, consulté le 5 juin 2021.

[19] GeeksforGeeks. (2019). *Python | os.path.isfile() method*. En ligne sur le site web : https://www.geeksforgeeks.org/python-os-path-isfile-method/, consulté le 20 mars 2021.

[20] GeoPandas. (2021). *GeoPandas 0.9.0*. En ligne sur le site web : https://geopandas.org/, consulté le 20 février 2021.

[21] Esri. *Fichier de formes*. En ligne sur le site web : https://doc.arcgis.com/fr/arcgis-online/reference/shapefiles.htm, consulté le 1 mai 2021.

[22] QGIS. (2021). *QGIS : Système d'Information Géographique Libre et Open Source*. En ligne sur le site web : https://www.qgis.org/fr/site/, consulté le 1 mai 2021.

[23] SALib. (2019). *Source code for SALib.sample.saltelli*. En ligne sur le site web : https://salib.readthedocs.io/en/latest/_modules/SALib/sample/saltelli.html, consulté le 20 mars 2021.

[24] SuisseEnergie. (2021). *SuisseEnergie*. En ligne sur le site web : `https://www.suisseenergie.ch/`, consulté le 3 juin 2021.

[25] Association suisse du chauffage à distance, ASCAD. *Chauffage à distance : l'énergie du confort*. En ligne sur le site web : `https://www.fernwaerme-schweiz.ch/fernwaerme-franz/`, consulté le 3 juin 2021.

[26] Eicher+Pauli. (2014). *Livre blanc : le chauffage à distance en Suisse – Stratégie ASCAD*

[27] Eicher+Pauli. *eicher+pauli*. En ligne sur le site web : `https://www.eicher-pauli.ch/`, consulté le 2 juin 2021.

[28] Office fédéral de l'énergie, OFEN. (2020). *SolCAD - Rapport annuel 2020 : Potentiel du solaire thermique dans les chauffages à distance en Suisse*

[29] ROCH, A. (2020). *Rapport de stage : CREM*

Chapitre 8

Liste des abréviations

— CAD : Chauffage à distance

— CREM : Centre de Recherches Énergétiques et Municipales

— ECS : Eau Chaude Sanitaire

— DJ : Degré-Jour

— HEIG-VD : Haute École d'Ingénierie et de Gestion du Canton de Vaud

— SolCAD : Projet d'évaluation du solaire thermique dans les chauffages à distance en Suisse

— UIOM : Unité d'Incinération d'Ordures Ménagères

— ASCAD : Association Suisse du Chauffage à Distance

Chapitre 9

Annexes

9.1 Captures d'écran des scripts

9.1.1 Catégorisation des CAD

Récupération des CADs avec leurs notes

Cette partie de code a pour but, pour qui le souhaite, de récupérer un excel contenant chacun des CADs retenus selon certains critères prédéfinis. Le code fonctionne qu'on souhaite travailler uniquement avec la surface des toits ou toute la surface détectée. La dernière partie permet de créer un fichier shp avec les CAD et leurs notes afin de pouvoir les afficher sur QGIS.

Répertoire avec toutes les fonctions

```python
# Répertoire de toutes les fonctions

def load_parameter(param_namefile):
    """
    met en mémoire les différents paramèteres nécessaires au programme
    """
    param = pd.read_excel(param_namefile, index_col=0)
    param = param['Valeur']
    param['Part_ECS'] = 1 - param['Part_Chauffage']

    return param

def load_general_data(param):
    """
    Importation des donnees CSV utiles
    """
    path_gen = param['path_vers_donnees_gen']

    liste_CAD = pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_cad_liste']), sep=';', encoding='latin-1')
    liste_CAD['Energie'] = liste_CAD['Energie'].replace(0,np.nan)
    liste_CAD['Puissance'] = liste_CAD['Puissance'].replace(0,np.nan)
    pop_agglo_suisse =  pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_pop_agglo']), sep=';', encoding='latin-1')
    station_DJ = pd.read_csv(os.path.join(path_gen,param['filename_station_DJ']), sep=';', encoding='latin-1')
    station_radiation_solaire = pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_radiation']), sep=';', encoding='latin-1
    batiments_suisse = pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_batiment']),sep=';')
    potentiel_toits = pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_toit_solaire']))
    CAD_QGIS = pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_cad_qgis']), sep=';', encoding='latin-1')

    return liste_CAD, station_DJ, station_radiation_solaire,batiments_suisse, potentiel_toits, CAD_QGIS, pop_agglo_suisse

def load_soil_type_data(param):
    """
    Importation des fichiers pour le géotraitement
    """
    path_soil = param['path_vers_donnees_gen']
    forets_ren = gpd.read_file(os.path.join(path_soil, param['filename_forets']))
    parcs_nationaux = gpd.read_file(os.path.join(path_soil, param['filename_nat_park']))
    reserves_biosphere = gpd.read_file(os.path.join(path_soil, param['filename_biores']))
    unesco = gpd.read_file(os.path.join(path_soil, param['filename_wh_natur']))
    cours_eau = gpd.read_file(os.path.join(path_soil, param['filename_cours_eau']))
    type_culture = gpd.read_file(os.path.join(path_soil, param['filename_boden_info']), driver='FileGDB', layer=0)
    voies_ferres = gpd.read_file(os.path.join(path_soil, param['filename_voies_ferres']))
    routes = gpd.read_file(os.path.join(path_soil, param['filename_routes']))

    return forets_ren, parcs_nationaux, reserves_biosphere, unesco, type_culture, cours_eau, voies_ferres, routes

def filtre_CAD(liste_CAD):
    """
    Cette fonction enlève les CADs dont la technique de production de chaleur
    est non favorable à l'implantation de solaire thermique ainsi que les CADs
    dont la production de chaleur (Puissance ou Energie) n'est pas connue
    """
    liste_CAD = liste_CAD.rename(columns={"Name": "Nom_reseau"})
    liste_CAD = liste_CAD.drop_duplicates('Nom_reseau', keep = 'first')
    #liste_CAD = liste_CAD[liste_CAD['Canton']=='VD']

    col_CAD = ['Nom_reseau', 'Zip']
    col_CAD2 = ['Nom_reseau', 'Place']
    nb_ini_CAD = len(liste_CAD.index)
    CAD_ini = liste_CAD[col_CAD]

    # Conserve les CAD dont les infos de puissance installée et/ou de consommation annuelle sont connues
    liste_CAD = liste_CAD[(liste_CAD['Puissance'] >0) | (liste_CAD['Energie']>0)]

    nb_ener_CAD = len(liste_CAD.index)
    CAD_ener = liste_CAD[col_CAD]

    Puissance_cumul_ini = round(np.nansum(liste_CAD['Energie'])/2700 + np.nansum(liste_CAD['Puissance']))
    pop_ini = liste_CAD[col_CAD2].merge(pop_agglo_suisse, how='left')
    pop_ini['Categorie'] = pop_ini['Categorie'].replace(np.nan,6)

    indesirable_type = ['Rejets de chaleur industrielle', 'Rejets de chaleur UIOM', "Rejets de chaleur STEP (+ PAC)",'Rejet

    # Filtre les CAD dont le type de production d'énergie ne correspond pas
    for i in range(len(indesirable_type)):
        liste_CAD = liste_CAD[liste_CAD['Agent_energetique_1']!=indesirable_type[i]]
        liste_CAD = liste_CAD[liste_CAD['Agent_energetique_2']!=indesirable_type[i]]
```

```
    nb_type_CAD = len(liste_CAD.index)
    CAD_type = liste_CAD[col_CAD]
    Puissance_cumul_type = round(np.nansum(liste_CAD['Energie'])/2700 + np.nansum(liste_CAD['Puissance']))

    #Convertion des coordonnées suisses des CAD en coordonnées 'Longitude/Latitude' (utile que pour l'étude nationale, pas p
    liste_CAD['y_p'] = (liste_CAD['x']-2600000)/1000000
    liste_CAD['x_p'] = (liste_CAD['y']-1200000)/1000000
    liste_CAD['lambda_p'] = 2.6779094 + (4.728982 *liste_CAD['y_p']) + (0.791484 * liste_CAD['y_p'] * liste_CAD['x_p']) + (
    liste_CAD['phi_p'] = 16.9023892 + (3.238272 * liste_CAD['x_p']) - (0.270978 * liste_CAD['y_p']**2) - (0.002528*liste_CA
    liste_CAD['Longitude'] = liste_CAD['lambda_p']*100/36
    liste_CAD['Latitude'] = liste_CAD['phi_p']*100/36

    liste_colonne_drop = ['x_p', 'y_p', 'lambda_p', 'phi_p']
    liste_CAD = liste_CAD.drop(liste_colonne_drop, axis=1)

    return liste_CAD, nb_ini_CAD, nb_ener_CAD, nb_type_CAD, Puissance_cumul_ini, Puissance_cumul_type, CAD_ini, CAD_ener, p

def calcul_besoin_CAD(param, liste_CAD, station_DJ):
    """
    Cette fonction calcule la production de chaleur de chaque CAD
    """
    # nom des colonnes contenant un mois de l'année et  des autres utiles dans la fonction
    nom_mois = ['Janvier','Fevrier','Mars','Avril','Mai','Juin','Juillet','Aout','Septembre','Octobre','Novembre','Decembre
    mois_ete = ['Juin', 'Juillet', 'Aout']
    col_CAD = ['Nom_reseau', 'Zip']
    col_pc = ['Nom_reseau','pc_annuelle']

    # Calcul de la somme des DJ pour les calculs de facteurs mensuels
    station_DJ['Somme'] = station_DJ[nom_mois].sum(axis=1)

    # Conversion coordonnées CADs et Stations DJ
    DJ_coords = station_DJ[['Latitude', 'Longitude']].to_numpy()
    CAD_coords = liste_CAD[['Latitude', 'Longitude']].to_numpy()

    # Recherche des stations DJ les plus proches de chaque CAD et association
    liste_CAD['Station_Degre_Jours'] = find_closest_station(DJ_coords, CAD_coords, station_DJ)

    # Calcul production annuelle CAD
    production_CAD = liste_CAD[['Nom_reseau','Puissance','Energie','Station_Degre_Jours']].copy()
    production_CAD = production_CAD.rename(columns = {'Station_Degre_Jours':'Nom_Station'})
    production_CAD = production_CAD.merge(station_DJ)
    x = production_CAD[production_CAD['Puissance']>0]
    y = production_CAD[(production_CAD['Energie']>0) & (production_CAD['Puissance'].isna())]

    for i in range(4,16):
        production_CAD.iloc[x.index.to_numpy(),i] = x['Puissance']*param['Heures_Pleine_Charge']*(param['Part_Chauffage']*x
        production_CAD.iloc[y.index.to_numpy(),i] = y['Energie']*(param['Part_Chauffage']*y.iloc[:,i]/y['Somme']+param['Par
```

```
    production_CAD['pc_annuelle'] = production_CAD[nom_mois].sum(axis=1)
    liste_CAD = liste_CAD.merge(production_CAD[col_pc])
    """
    # Vérification de la demande estivale minimale des CADs
    production_CAD = production_CAD[production_CAD[mois_ete].min(axis=1)>param['demande_min_ete']]
    nom_cad = production_CAD['Nom_reseau']
    liste_CAD = liste_CAD[liste_CAD['Nom_reseau'].isin(nom_cad)]
    """
    nb_dem_est_CAD = len(liste_CAD.index)
    CAD_dem_est = liste_CAD[col_CAD]
    Puissance_cumul_dem_est = round(np.nansum(liste_CAD['Energie'])/2700 + np.nansum(liste_CAD['Puissance']))

    return production_CAD, nom_mois, liste_CAD, nb_dem_est_CAD, Puissance_cumul_dem_est, CAD_dem_est

def besoin_surface_CAD(param, scenario,liste_CAD, production_CAD, station_radiation_solaire, nom_mois):
    """
    Cette fonction calcule la surface de panneaux solaires nécessaire pour couvrir 20%
    des besoins en chaleur du réseau
    """
    # Conversion du rayonnement cumulé (Wh/m²) en rayonnement global(kWh/m²)
    nb_jours_mois = [31,28,31,30,31,30,31,31,30,31,30,31]
    mois_ete = ['Juin', 'Juillet', 'Aout']
    mois_ete_station = ['Nom_Station'] + mois_ete
    col_CAD = ['Nom_reseau', 'Zip']

    # Calcul de la production solaire attendue en fonction du scénario de couverture solaire choisi
    if scenario == 'sf_20':
        production_CAD['ener_sol'] = production_CAD['pc_annuelle']*param['solar_fraction_20']
    elif scenario == 'sf_40':
        production_CAD['ener_sol'] = production_CAD['pc_annuelle']*param['solar_fraction_40']
    elif scenario == 'ecs':
        production_CAD['ener_sol'] = production_CAD[mois_ete].max(axis=1)
        res_sol_min = station_radiation_solaire[mois_ete_station]

    # Passage des coordonnées CAD et stations solaires en tuple
    rad_sol_coords = station_radiation_solaire[['Latitude', 'Longitude']].to_numpy()
    CAD_coords = liste_CAD[['Latitude', 'Longitude']].to_numpy()

    # Recherche des stations Rayonnement les plus proches de chaque CAD et association
    liste_CAD['Nom_Station'] = find_closest_station(rad_sol_coords, CAD_coords, station_radiation_solaire)
    list_colonne_srd = ['Nom_Station', 'somme_rs']
    liste_CAD = liste_CAD.merge(station_radiation_solaire[list_colonne_srd])
    """
    liste_CAD = liste_CAD[liste_CAD['somme_rs']>param['ressource_solaire_min']]
    """
```

```
    nb_res_sol_CAD = len(liste_CAD.index)
    CAD_res_sol = liste_CAD[col_CAD]
    Puissance_cumul_res_sol = round(np.nansum(liste_CAD['Energie'])/2700 + np.nansum(liste_CAD['Puissance']))

    # Calcul de la surface solaire nécessaire pour chaque CAD en fonction du scénario choisi
    if scenario == 'sf_20':
        liste_colonne_prdCAD = ['Nom_reseau', 'ener_sol']
        liste_CAD = liste_CAD.merge(production_CAD[liste_colonne_prdCAD])
        # Calcul de la surface nécessaire pour atteindre l'objectif du scénario choisi
        liste_CAD['surface'] = liste_CAD['ener_sol']/(param['rendement_panneau']*liste_CAD['somme_rs'])*1E6
    elif scenario == 'sf_40':
        liste_colonne_prdCAD = ['Nom_reseau', 'ener_sol']
        liste_CAD = liste_CAD.merge(production_CAD[liste_colonne_prdCAD])
        # Calcul de la surface nécessaire pour atteindre l'objectif du scénario choisi
        liste_CAD['surface'] = liste_CAD['ener_sol']/(param['rendement_panneau']*liste_CAD['somme_rs'])*1E6
    elif scenario == 'ecs':
        ete_min = liste_CAD.merge(res_sol_min)
        liste_colonne_prdCAD = ['Nom_reseau', 'ener_sol']
        liste_CAD = liste_CAD.merge(production_CAD[liste_colonne_prdCAD])
        # Calcul de la surface nécessaire pour atteindre l'objectif du scénario choisi
        liste_CAD['surface'] = liste_CAD['ener_sol']/(param['rendement_panneau']*ete_min[mois_ete].min(axis=1))*1E6

    return liste_CAD, nb_res_sol_CAD, Puissance_cumul_res_sol, CAD_res_sol

def calcul_cout_pertes_distance(liste_CAD, param):
    """
    Cette fonction calcule l'opportunité économique et
    les pertes de chaleur par km de conduites pour chaque CAD pour le scénario solar fraction 20%
    """
    # Séparation des CADs par type de sources d'énergie pour le calcul économique
    liste_pellets = liste_CAD[liste_CAD['Agent_energetique_1']=='Pellets'].copy()
    liste_plaquettes = liste_CAD[(liste_CAD['Agent_energetique_1']=='Plaquettes') | (liste_CAD['Agent_energetique_1']=='Cop
    liste_gaz = liste_CAD[(liste_CAD['Agent_energetique_1']=='Gaz') |(liste_CAD['Agent_energetique_1']=='Gaz naturel') |(li
    liste_autre = liste_CAD.copy()
    liste_autre = liste_autre.drop(liste_pellets.index)
    liste_autre = liste_autre.drop(liste_plaquettes.index)
    liste_autre = liste_autre.drop(liste_gaz.index)

    # Calcul la différence entre le CAPEX solaire et l'économie de combustible sur la durée de vie du panneau
    liste_pellets['eco'] = (param['cout_installation_panneau']*liste_pellets['surface']) - (param['duree_vie_panneau']* lis
    liste_plaquettes['eco'] = (param['cout_installation_panneau']*liste_plaquettes['surface']) - (param['duree_vie_panneau'
    liste_gaz['eco'] = (param['cout_installation_panneau']*liste_gaz['surface']) - (param['duree_vie_panneau']* liste_gaz['
    liste_autre['eco'] = (param['cout_installation_panneau']*liste_autre['surface']) - (param['duree_vie_panneau']* liste_a
```

```
    data_frames = [liste_pellets,liste_plaquettes,liste_gaz,liste_autre]
    dumb_liste = pd.concat(data_frames)
    liste_CAD = liste_CAD.merge(dumb_liste, how='left')

    # Calcul le pourcentage de perte par km de conduite et la distance de prospection en fonction des pertes
    liste_CAD['pertes'] = (350/(liste_CAD['surface']*param['facteur_sol_panneau'])) + (0.24/np.sqrt(liste_CAD['surface']*pa
    liste_CAD['distance'] = param['pertes_max']/liste_CAD['pertes']*1000
    liste_CAD['distance2'] = (liste_CAD['somme_rs']*param['rendement_panneau']*liste_CAD['surface'])/1000/1.5
    liste_CAD.loc[liste_CAD['distance']<param['distance_min'], ['distance']] = param['distance_min']
    liste_CAD.loc[liste_CAD['distance']>param['distance_max'], ['distance']] = param['distance_max']

    return liste_CAD

def recherche_surface(liste_CAD, param, batiments_suisse, potentiel_toits, forets_ren, parcs_nationaux, reserves_biosphere,
    """
    Cette fonction cherche les espaces de type champs disponible autour de chaque CAD
    tout en "modélisant" un quadrillage pour représenter l'implantation des panneaux solaires
    La fonction cherche aussi les CADs pour lesquels les panneaux sur toits seraient envisageables
    """
    col_CAD2 = ['Nom_reseau', 'Place']

    # Conversion des coordonnées des CADs en coordonnées suisses
    #liste_CAD['phi_p'] = (liste_CAD['Latitude']*3600 - 169028.66)/10000
    #liste_CAD['lambda_p'] = (liste_CAD['Longitude']*3600 - 26782.5)/10000
    #liste_CAD['E'] = 2600072.37 + (211455.93 *liste_CAD['lambda_p']) - (10938.51 * liste_CAD['lambda_p'] * liste_CAD['phi_
    #liste_CAD['N'] = 1200147.07 + (308807.95 * liste_CAD['phi_p']) + (3745.25 * liste_CAD['lambda_p']**2) + (76.63*liste_C

    liste_CAD['E'] = liste_CAD['x']
    liste_CAD['N'] = liste_CAD['y']

    # Multiplication de la surface solaire nécessaire par le facteur surface sol / surface solaire
    liste_CAD['surface_sol'] = liste_CAD['surface']*param['facteur_sol_panneau']
    #colonne_enlever = ['phi_p', 'lambda_p']
    #liste_CAD = liste_CAD.drop(colonne_enlever, axis=1)

    # Filtre des toitures disponibles sur la couche toit solaire par rapport aux critères
    liste_drop_colonne = ['OBJECTID', 'DF_UID', 'DF_NUMMER', 'DATUM_ERSTELLUNG',
       'DATUM_AENDERUNG', 'SB_UUID', 'SB_OBJEKTART', 'SB_DATUM_ERSTELLUNG',
       'SB_DATUM_AENDERUNG', 'KLASSE', 'AUSRICHTUNG', 'NEIGUNG', 'GSTRAHLUNG', 'STROMERTRAG', 'WAERMEERTRAG',
       'DUSCHGAENGE', 'DG_HEIZUNG', 'DG_WAERMEBEDARF', 'BEDARF_WARMWASSER',
       'BEDARF_HEIZUNG', 'FLAECHE_KOLLEKTOREN', 'VOLUMEN_SPEICHER', 'GWR_EGID',
       'ORIG_FID']
    potentiel_toits = potentiel_toits.drop(liste_drop_colonne,axis=1)
    potentiel_toits = potentiel_toits[potentiel_toits['FLAECHE']>param['surf_min_toit']]

    # Création de la couche CAD
    crs = {'init': 'epsg:2056'}
```

```
    geometry_CAD = [Point(xy) for xy in zip(liste_CAD['E'], liste_CAD['N'])]
    couche_CAD = gpd.GeoDataFrame(liste_CAD, crs=crs, geometry=geometry_CAD)

    # Création de la couche potentiel toit depuis les infos de toit solaire
    geometry_toit = [Point(xy) for xy in zip(potentiel_toits['xcoord'], potentiel_toits['ycoord'])]
    couche_toit = gpd.GeoDataFrame(potentiel_toits, crs=crs, geometry=geometry_toit)

    # Création de la zone de prospection autour des CADs grâce à un tampon défini par la distance précédemment calculée
    buffered_CAD = couche_CAD.copy()
    buffered_CAD['geometry'] = buffered_CAD.apply(buffer_CAD, axis=1)
    buffered_CAD.to_file('zone_CAD.shp')

    # Recherche des toits disponibles pour atteindre les objectifs fixés par le scénario
    toits_dispo = gpd.sjoin(couche_toit, buffered_CAD, how="inner", op='intersects')
    toits_dispo = toits_dispo.sort_values(['Nom_reseau','FLAECHE'], ascending=False)
    toits_dispo = toits_dispo.drop_duplicates('geometry', keep = 'first')
    toits_dispo['cumsum'] = toits_dispo.groupby('Nom_reseau')['FLAECHE'].cumsum()
    liste_toits = (toits_dispo.groupby('Nom_reseau')['cumsum'].max())>=(toits_dispo.groupby('Nom_reseau')['surface'].max())
    liste_toits = liste_toits[liste_toits]
    liste_toits = liste_toits.reset_index()
    liste_toits2 = liste_toits['Nom_reseau']
    toits_dispo = toits_dispo[toits_dispo['Nom_reseau'].isin(liste_toits2)]
    toits_dispo = toits_dispo[toits_dispo['cumsum']<=toits_dispo['surface']*param['seuil_n1_surface']]
    liste_toits3 = toits_dispo['Nom_reseau'].unique()
    toits_dispo.to_file('toitures.shp')
    toits_dispo['compteur_toit'] = 1
    toits_dispo['nb_toits'] = toits_dispo.groupby('Nom_reseau')['compteur_toit'].cumsum()
    liste_nb_toits = toits_dispo.groupby('Nom_reseau')['nb_toits'].max()

    # Filtre de certaines couches inputs
    type_culture=type_culture[type_culture['Eignungsei']!='Seen, Enklaven']
    type_culture=type_culture[type_culture['Eignungsei']!='Siedlungsgebiete, Fels, Gletscher']
    forets_ren = forets_ren[forets_ren['code']!=45]
    forets_ren = forets_ren[forets_ren['code']!=130]

    # Création de la couche zone bâtie qui représente la présence de bâtiment par hectare
    geometry_BS = [Point(xy) for xy in zip(batiments_suisse['e_koord'], batiments_suisse['n_koord'])]
    couche_Batiments = gpd.GeoDataFrame(batiments_suisse, crs=crs, geometry=geometry_BS)
    buffer_BS=couche_Batiments.buffer(50)
    envelope_BS=buffer_BS.envelope
    enveloppe = gpd.GeoDataFrame(envelope_BS)
    enveloppe = enveloppe.rename(columns={0:'geometry'}).set_geometry('geometry')

```

```
    # Retrait des zones non favorables à l'implentation de solaire thermique (forêts, zones bâties, etc)
    # Et calcul de la surface alors disponible
    champs_dispo = gpd.overlay(buffered_CAD,forets_ren,how='difference')
    champs_dispo = gpd.overlay(champs_dispo,parcs_nationaux,how='difference')
    champs_dispo = gpd.overlay(champs_dispo,unesco,how='difference')
    champs_dispo = gpd.overlay(champs_dispo,reserves_biosphere,how='difference')
    champs_dispo = gpd.overlay(champs_dispo,enveloppe, how='difference')
    champs_dispo = gpd.overlay(champs_dispo,type_culture, how='intersection')
    champs_dispo['aire'] = champs_dispo['geometry'].area
    champs_dispo = champs_dispo.reset_index()

    # Vérification que les CADs ont suffisamment de surface pour l'implantation du solaire thermique
    champs_ok = champs_dispo.groupby(['Nom_reseau']).sum()
    champs_ok = champs_ok[champs_ok['aire']>(param['seuil_tolerance_surface']*champs_ok['surface_sol'])]
    champs_ok = champs_ok.reset_index()

    # Sélection des plus grandes surfaces pour chaque CAD quand cette plus grande surface
    # est plus grande que la surface au sol nécessaire calculée
    champs_dispo2 = champs_dispo.groupby(['Nom_reseau'])['aire'].max()
    champs_dispo2 = champs_dispo2.to_frame()
    champs_dispo2 = champs_dispo2.reset_index()
    champs_dispo2 = champs_dispo2.rename(columns = {'aire':'aire_max'})
    champs_dispo2 = champs_ok.merge(champs_dispo2, how='left')
    champs_max = champs_dispo2[champs_dispo2['aire_max']>champs_dispo2['surface_sol']]
    champs_max = champs_max.merge(champs_dispo, on = 'Nom_reseau', how='right')
    champs_max = champs_max[champs_max['aire_max']==champs_max['aire_y']]
    liste_colonne_max = ['Nom_reseau', 'ener_sol_x', 'surface_x','surface_sol_x', 'geometry', 'aire_y']
    champs_max = champs_max[liste_colonne_max]
    champs_max = champs_max.rename(columns = {'ener_sol_x':'ener_sol', 'surface_x':'surface', 'surface_sol_x':'surface_sol'

    # Association des surfaces pour les CADs dont la surface nécessaire n'est satisfaite
    # Qu'avec l'association de plusieurs surfaces de prospection
    champs_tot = champs_ok.merge(champs_max, on='Nom_reseau' ,how = 'outer', indicator=True)
    champs_tot = champs_tot[champs_tot['_merge'] == 'left_only']
    champs_mult = champs_dispo.merge(champs_tot, how = 'left')
    liste_mult = champs_tot['Nom_reseau']
    liste_mult = liste_mult.to_list()
    champs_mult = champs_mult[champs_mult['Nom_reseau'].isin(liste_mult)]
    champs_mult = champs_mult.dissolve(by='Nom_reseau')
    champs_mult['aire_tot'] = champs_mult['geometry'].area
    champs_mult = champs_mult.reset_index()
    liste_colonne_mult = ['Nom_reseau', 'ener_sol', 'surface', 'surface_sol', 'geometry', 'aire_tot']
    champs_mult = champs_mult[liste_colonne_mult]
    champs_mult = champs_mult.rename(columns={'aire_tot':'aire'})

    # Création DF qui regroupe les infos des surfaces les plus grandes pour les CADs éligibles
    # Et des surfaces totales pour les autres
    dumb champs = [champs mult, champs max]
```

```
    champs_select = pd.concat(dumb_champs)
    champs_select = champs_select[champs_select['aire']>param['taille_min_champs']]
    champs_select = champs_select.reset_index()

    # Création d'un quadrillage de taille définie par les paramètres longueur et largeur panneau
    # Qui va être appliqué sur chaque surface pour vérifier les résultats et enlever les couches lignes
    # Comme les routes, les rivières et les chemins de fer
    polygons = []
    for i in champs_select.index:
       xmin,ymin,xmax,ymax = champs_select['geometry'][i].bounds

       cols = list(range(int(np.floor(xmin)), int(np.ceil(xmax)), param['largeur_panneau']))
       rows = list(range(int(np.floor(ymin)), int(np.ceil(ymax)), param['longueur_panneau']))
       rows.reverse()

       for x in cols:
            for y in rows:
                polygons.append( Polygon([(x,y), (x+param['largeur_panneau'], y), (x+param['largeur_panneau'], y-param['lon

    grid = gpd.GeoDataFrame({'geometry':polygons})

    # Nettoyage de la couche de données concernant le réseau routier
    liste_routes = ['OBJEKTART', 'geometry']
    routes = routes[liste_routes]
    routes['largeur'] = 0
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='Autostrasse',['largeur']] = 15
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='Autobahn',['largeur']] = 15
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='Ausfahrt',['largeur']] = 4
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='Einfahrt',['largeur']] = 4
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='6m Strasse',['largeur']] = 6
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='10m Strasse',['largeur']] = 10
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='8m Strasse',['largeur']] = 8
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='4m Strasse',['largeur']] = 4
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='3m Strasse',['largeur']] = 3
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='2m Weg',['largeur']] = 2
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='1m Weg',['largeur']] = 1
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='1m Wegfragment',['largeur']] = 1
    routes.loc[routes['OBJEKTART']=='2m Wegfragment',['largeur']] = 2
    buffer_routes = routes.buffer(routes['largeur'])
    buffer_routes = gpd.GeoDataFrame(buffer_routes)
    buffer_routes = buffer_routes.rename(columns={0:'geometry'}).set_geometry('geometry')
```

```
    # Supression des surfaces non propices à l'installation de panneaux solaires dans les zones de prospection
    # Recherche de surfaces suffisamment grandes pour répondre aux besoins du scénario
    surface_panneau = gpd.overlay(champs_select,grid,how='intersection')
    intersections_eau = gpd.sjoin(surface_panneau, cours_eau, how="inner", op='intersects')
    intersections_ferres = gpd.sjoin(surface_panneau, voies_ferres, how="inner", op='intersects')
    intersections_routes = gpd.sjoin(surface_panneau, routes, how="inner", op='intersects')

    surface_panneau1 = gpd.overlay(surface_panneau,intersections_ferres,how='difference')
    surface_panneau2 = gpd.overlay(surface_panneau1,intersections_eau,how='difference')
    surface_panneau = gpd.overlay(surface_panneau2,intersections_routes,how='difference')
    surface_panneau['surf_panneau']=surface_panneau['geometry'].area
    surface_panneau = surface_panneau[surface_panneau['surf_panneau']==(param['longueur_panneau']*param['largeur_panneau'])
    surface_panneau = surface_panneau[['Nom_reseau','geometry','surf_panneau', 'surface']]
    surface_panneau = surface_panneau.drop_duplicates('geometry')
    surface_panneau['cumsum'] = surface_panneau.groupby('Nom_reseau')['surf_panneau'].cumsum()
    liste_panneau = (surface_panneau.groupby('Nom_reseau')['cumsum'].max())>=(surface_panneau.groupby('Nom_reseau')['surfac
    liste_panneau = liste_panneau[liste_panneau]
    liste_panneau = liste_panneau.reset_index()
    liste_nom_panneau = liste_panneau['Nom_reseau']
    surface_panneau = surface_panneau[surface_panneau['Nom_reseau'].isin(liste_nom_panneau)]
    surface_panneau = surface_panneau[surface_panneau['cumsum']<=surface_panneau['surface']*param['seuil_n1_surface']]

    # Exportation des résultats en SHP pour visualisation
    surface_panneau.to_file('panneaux_possible.shp')
    surface_panneau = surface_panneau.groupby(['Nom_reseau']).sum()
    surface_panneau = surface_panneau.reset_index()

    liste_surface = surface_panneau['Nom_reseau']
    liste_surface = liste_surface.to_list()

    # Ajout de l'information de disponibilité des surfaces au sol ou des surfaces en toiture
    # Pour chaque CAD, afin de savoir quelle stratégie est envisageable
    liste_CAD['possible_toits'] = 0
    liste_CAD['possible_champs'] = 0
    liste_CAD.loc[liste_CAD['Nom_reseau'].isin(liste_toits3),['possible_toits']] = 1
    liste_CAD.loc[liste_CAD['Nom_reseau'].isin(liste_surface),['possible_champs']] = 1

    liste_CAD = liste_CAD[(liste_CAD['possible_toits']==1) | (liste_CAD['possible_champs']==1)]

    #Liste_CAD = Liste_CAD[Liste_CAD['Temperature_CAD'] <80]
    #nb_temp_CAD = len(Liste_CAD.index)
    #Puissance_cumul_temp = round(np.nansum(Liste_CAD['Energie'])/2700 + np.nansum(Liste_CAD['Puissance']))

    nb_toits_CAD = len(liste_CAD[liste_CAD['possible_toits']==1].index)
    nb_champs_CAD = len(liste_CAD[liste_CAD['possible_champs']==1].index)

    liste_CAD_toits = liste_CAD[liste_CAD['possible_toits']==1]
    Puissance_cumul_toits = round(np.nansum(liste_CAD_toits['Energie'])/2700 + np.nansum(liste_CAD_toits['Puissance']))
```

```
444
445     liste_CAD_champs = liste_CAD[liste_CAD['possible_champs']==1]
446     Puissance_cumul_champs = round(np.nansum(liste_CAD_champs['Energie'])/2700 + np.nansum(liste_CAD_champs['Puissance']))
447
448     pop_toits = liste_CAD_toits[col_CAD2].merge(pop_agglo_suisse, how='left')
449     pop_toits['Categorie'] = pop_toits['Categorie'].replace(np.nan,6)
450
451     pop_champs = liste_CAD_champs[col_CAD2].merge(pop_agglo_suisse, how='left')
452     pop_champs['Categorie'] = pop_champs['Categorie'].replace(np.nan,6)
453
454     liste_CAD.to_csv('resultat_potentiel_CAD.csv')
455
456     toits_dispo.to_csv('toits_dispo_Laurent.csv')
457
458     return liste_CAD, surface_panneau, toits_dispo, nb_toits_CAD, nb_champs_CAD, liste_nb_toits, Puissance_cumul_toits, Pui
459
460 def PourNeGarderQueLesToits(liste_CAD, toits_dispo):
461     # Fonction qui permet d'avoir une colonne avec la surface d'uniquement les toits dans la df liste_CAD pour tri + cohére
462     # Permet aussi de supprimer les CADs pour lesquels aucun toit n'a été détecté
463
464     #Supprime les CAD sans toit
465     liste_CAD = liste_CAD[(liste_CAD['possible_toits']==1)]
466
467     # Comme il y a toujours plusieurs fois les mêmes réseaux mais que seul le dernier contient la somme des surfaces de toi
468     toits_dispo = toits_dispo.drop_duplicates('Nom_reseau', keep = 'last')
469
470     # Tri de la df toits_dispo pour qu'elle soit dans le même ordre que la df liste_CAD
471     toits_dispo = toits_dispo.set_index('Nom_reseau')
472     toits_dispo = toits_dispo.reindex(index=liste_CAD['Nom_reseau'])
473     toits_dispo = toits_dispo.reset_index()
474
475     # Copiage dans la df liste_CAD des surfaces de toits correspondantes aux différents CAD
476     liste_CAD['Surface_toits'] = toits_dispo['cumsum'].values
477
478     #Enregistrement des résultats
479     liste_CAD.to_csv('resultat_potentiel_CAD_toits.csv')
480
481     return liste_CAD
482
483 ###############################################################################
484 # FONCTIONS UTILITAIRES
485 def find_closest_station(coords, CAD_coords, station):
486     """
487     Trouve les station météos les plus proches des différents CAD.
488     """
489     tree = BallTree(coords, metric = 'haversine')
```

```
490     list_result=[]
491     for i, CAD in enumerate(CAD_coords):
492         dist, ind = tree.query(CAD.reshape(1, -1), k=1) # distance to first nearest station
493         list_result.append(station['Nom_Station'][ind[0][0]])
494
495     return list_result
496
497 def buffer_CAD(row):
498      return row.geometry.buffer(row.distance)
499
500
501 ###############################################################################
502 # Fonction évaluation
503 def Evaluation_potentiel_solaire_ABCD(liste_CAD, nom_mois, mois_ete, scenario, station_DJ, param, Uniquement_Surface_Toits):
504
505     taille1 = len(liste_CAD.index)
506     if Uniquement_Surface_Toits:
507         # Vérification de la surface solaire min des CADs -> On vire les D (en ne comptant que la surface des toits)
508         liste_CAD = liste_CAD[liste_CAD['Surface_toits']>param['surface_solaire_min']]
509     else:
510         # Vérification de la surface solaire min des CADs -> On vire les D (en comptant toute la surface)
511         liste_CAD = liste_CAD[liste_CAD['surface_sol']>param['surface_solaire_min']]
512     #taille = taille1 - len(liste_CAD.index)
513
514     # Pour connaitre les infos des CAD restants après ce tri
515     nb_surf_sol_CAD = len(liste_CAD.index)
516     Puissance_cumul_surf_sol = round(np.nansum(liste_CAD['Energie'])/2700 + np.nansum(liste_CAD['Puissance']))
517
518
519     # Calcul production annuelle CAD
520     production_CAD1 = liste_CAD[['Nom_reseau','Puissance','Energie','Station_Degre_Jours']].copy()
521     production_CAD1 = production_CAD1.rename(columns = {'Station_Degre_Jours':'Nom_Station'})
522
523     #production_CAD1 = production_CAD1.reset_index().merge(station_DJ).set_index('index')
524     production_CAD1 = production_CAD1.merge(station_DJ)
525
526     x = production_CAD1[production_CAD1['Puissance']>0]
527     y = production_CAD1[(production_CAD1['Energie']>0) & (production_CAD1['Puissance'].isna())]
528
529     for i in range(4,16):
530         production_CAD1.iloc[x.index.to_numpy(),i] = x['Puissance']*param['Heures_Pleine_Charge']*(param['Part_Chauffage']*
531         production_CAD1.iloc[y.index.to_numpy(),i] = y['Energie']*(param['Part_Chauffage']*y.iloc[:,i]/y['Somme']+param['Pa
532
533
```

```
533
534     production_CAD1['pc_annuelle'] = production_CAD1[nom_mois].sum(axis=1)
535     # Calcul de la production solaire attendue en fonction du scénario de couverture solaire choisi
536     if scenario == 'sf_20':
537         production_CAD1['ener_sol'] = production_CAD1['pc_annuelle']*param['solar_fraction_20']
538     elif scenario == 'sf_40':
539         production_CAD1['ener_sol'] = production_CAD1['pc_annuelle']*param['solar_fraction_40']
540     elif scenario == 'ecs':
541         production_CAD1['ener_sol'] = production_CAD1[mois_ete].max(axis=1)
542         res_sol_min = station_radiation_solaire[mois_ete_station]
543     #production_CAD1
544
545
546     # Code permettant de se débarasser des CAD ne respectant pas les critères min
547     # Vérification de la demande estivale minimale des CADs -> On vire les D
548     production_CAD1 = production_CAD1[production_CAD1[mois_ete].min(axis=1)>param['demande_min_ete']]
549
550
551     #Determination de la note relative à la demande estivale
552
553     production_CAD1 = production_CAD1.set_index('Nom_reseau', drop = False)
554
555     production_CAD1['Note'] = [1.00 if d >=param['demande_haute_ete'] else (d - param['demande_min_ete']) / (param['demande_
556     nom_cad = production_CAD1['Nom_reseau']
557     liste_CAD = liste_CAD[liste_CAD['Nom_reseau'].isin(nom_cad)]
558
559
560     liste_CAD = liste_CAD.set_index('Nom_reseau', drop = False)
561
562
563     liste_CAD['Note'] = production_CAD1['Note']
564
565
566
567     # Pour connaitre les infos sur les CAD restants après ce tri
568     nb_dem_est_CAD = len(liste_CAD.index)
569     Puissance_cumul_dem_est = round(np.nansum(liste_CAD['Energie'])/2700 + np.nansum(liste_CAD['Puissance']))
570
571     # Vérification de la ressource solaire min des CADs -> On vire les D
572     liste_CAD = liste_CAD[liste_CAD['somme_rs']>param['ressource_solaire_min']]
573
574     # Pour connaitre les infos sur les CAD restants après ce tri
575     nb_res_sol_CAD = len(liste_CAD.index)
576     Puissance_cumul_res_sol = round(np.nansum(liste_CAD['Energie'])/2700 + np.nansum(liste_CAD['Puissance']))
577
578     """
```

```
578     """
579     #Pour compter le nombre de "A" après note relative à la demande estivale
580     counterFunc = liste_CAD.apply(
581         lambda x: True if x['Note'] == 1 else False , axis=1)
582     Nombre_A = len(counterFunc[counterFunc == True].index)
583     print("Le nombre de CADs labellés 'A' avec filtre demande estivale : ",Nombre_A, "sur",nb_dem_est_CAD,"possibles")
584     """
585
586     #Determination de la note relative à la ressource solaire
587     liste_CAD['Note2'] = np.where(liste_CAD['somme_rs']>=param['Ressource_solaire_haute'], 1.00, (liste_CAD['somme_rs']-par
588     #Peut-être inutile -> à supprimer?
589     nb_res_sol_CAD = len(liste_CAD.index)
590     Puissance_cumul_res_sol = round(np.nansum(liste_CAD['Energie'])/2700 + np.nansum(liste_CAD['Puissance']))
591
592     """
593     #Pour compter le nombre de "A" avec note relative à la ressource solaire
594     counterFunc = liste_CAD.apply(
595         lambda x: True if x['Note2'] == 1 else False , axis=1)
596     Nombre_A = len(counterFunc[counterFunc == True].index)
597     print("Le nombre de CADs labellés 'A' avec filtre ressource solaire : ",Nombre_A, "sur",nb_dem_est_CAD,"possibles")
598     """
599
600     if Uniquement_Surface_Toits:
601         #Determination de la note relative à la surface solaire -> que surface de toit
602         liste_CAD['Note3'] = np.where(liste_CAD['Surface_toits']>=param['surface_solaire_haute'], 1.00, (liste_CAD['Surface_
603     else:
604         #Determination de la note relative à la surface solaire -> toute la surface (pas que toit)
605         liste_CAD['Note3'] = np.where(liste_CAD['surface_sol']>=param['surface_solaire_haute'], 1.00, (liste_CAD['surface_s
606
607     """
608     #Pour compter le nombre de "A" avec note relative à la surface solaire
609     counterFunc = liste_CAD.apply(
610         lambda x: True if x['Note3'] == 1 else False , axis=1)
611     Nombre_A = len(counterFunc[counterFunc == True].index)
612     print("Le nombre de CADs labellés 'A' avec filtre surface solaire : ",Nombre_A, "sur",nb_dem_est_CAD,"possibles")
613
614     """
615     #Pour donner la note finale en tenant compte des différents critères
616     conditionlist = [
617     ((liste_CAD['Note']+liste_CAD['Note2']+liste_CAD['Note3'])/3 >= 1) ,
618     #((liste_CAD['Note']+liste_CAD['Note2']+liste_CAD['Note3'])/3 >= param['Limite_B']),
619     #((liste_CAD['Note']+liste_CAD['Note2']+liste_CAD['Note3'])/3 < param['Limite_B'])]
620     ((liste_CAD['Note']+liste_CAD['Note2']+liste_CAD['Note3'])/3 >= 0.7),
621     ((liste_CAD['Note']+liste_CAD['Note2']+liste_CAD['Note3'])/3 < 0.7)]
622     choicelist = ['A', 'B+', 'B-']
623     liste_CAD['Note_finale'] = np.select(conditionlist, choicelist, default='Not Specified')
624
625     Test = np.array(['A', 'B+'])
```

```
627
628     #Pour compter le nombre de "A"
629     counterFunc = liste_CAD.apply(
630         lambda x: True if x['Note_finale'] == 'A' else False , axis=1)
631     Nombre_A = len(counterFunc[counterFunc == True].index)
632
633     #Pour compter le nombre de "A + B"
634     counterFunc = liste_CAD.apply(
635         lambda x: True if x['Note_finale'] in Test else False , axis=1)
636     Nombre_A_et_B = len(counterFunc[counterFunc == True].index)
637
638     print("\nEn tenant compte de tous les critères :\n")
639     print("Il y a", Nombre_A_et_B, "CAD intéressants (labellés 'A' ou 'B+') dont", Nombre_A, "labellés 'A'")
640
641
642     #Output de la fonction -> Puissance avec seulement les 'A'
643     Puissance_A = liste_CAD.loc[liste_CAD['Note_finale'] == 'A', 'Energie'].sum()/param['Heures_Pleine_Charge']
644     Puissance_A += liste_CAD.loc[liste_CAD['Note_finale'] == 'A', 'Puissance'].sum()
645
646     #Output de la fonction -> Puissance avec les 'A' et les 'B'
647     Puissance_A_et_B = Puissance_A + liste_CAD.loc[liste_CAD['Note_finale'] == 'B+', 'Energie'].sum()/param['Heures_Pleine_
648     Puissance_A_et_B += liste_CAD.loc[liste_CAD['Note_finale'] == 'B+', 'Puissance'].sum()
649
650     Puissance_A = round(Puissance_A)
651     Puissance_A_et_B = round(Puissance_A_et_B)
652
653     if Uniquement_Surface_Toits:
654         liste_CAD.to_excel(r'C:\Users\laure\Documents\Stage\SolCad_eval\Liste_avec_note_uniquement_toits.xlsx', index = Fals
655         production_CAD1.to_excel(r'C:\Users\laure\Documents\Stage\SolCad_eval\Production_CAD1_uniquement_toits.xlsx', index
656
657     else:
658         liste_CAD.to_excel(r'C:\Users\laure\Documents\Stage\SolCad_eval\Liste_avec_note_toute_surface.xlsx', index = False)
659         production_CAD1.to_excel(r'C:\Users\laure\Documents\Stage\SolCad_eval\Production_CAD1_toute_surface.xlsx', index =
660
661     return Puissance_A, Puissance_A_et_B, liste_CAD
662
663
664
```

Importation des bibliothèques + évaluation + sauvegarde dans "Liste_avec_note.xlsx"

```
1  # Importation des bibliothèques nécessaires au code
2  import pandas as pd
3  import geopandas as gpd
4  import itertools as it
5  import numpy as np
6  from shapely.geometry import Point
7  from shapely.geometry import Polygon
8  from sklearn.neighbors import BallTree
9  import os
10 import matplotlib.pyplot as plt
11 from collections import Counter
12 from pytictoc import TicToc
13
14 t = TicToc() #create instance of class pour mesurer le temps
15
16 #### Partie de code qui fait appel à toutes les fonctions
17
18 filename_param = 'parameter_code_Laurent_solCAD.xlsx'
19
20 param = load_parameter(filename_param)
21
22 liste_CAD, station_DJ, station_radiation_solaire, batiments_suisse, potentiel_toits, CAD_QGIS, pop_agglo_suisse = load_gener
23
24 # Afin de savoir si on ne veut travailler qu'avec les toits ou toute la surface
25 #print("Voulez-vous travailler avec uniquement la surface des toits? \nSi oui : entrez True \nSi non entrez False")
26 #Uniquement_Surface_Toits = input()
27
28 # Défini sur True pour accélérer les tests
29 Uniquement_Surface_Toits = True
30
31 # Test pour savoir si les résultats de la partie chronophage a déjà été réalisé
32 csvexiste=False
33
34 if Uniquement_Surface_Toits:
35     #Ici vérif si on veut tenir compte que de la surface des toits
36     csvexiste=os.path.isfile('resultat_potentiel_CAD_toits.csv')
37
38 else:
39     #Ici vérif si on veut tenir compte de toute la surface
40     csvexiste=os.path.isfile('resultat_potentiel_CAD.csv')
41
42 print("Voulez-vous recommencer les calculs depuis le début? y/n")
43 StartAgain = input()
44 if StartAgain == 'y':
45     csvexiste = False
```

```
46
47  ##### SI c'est la première fois qu'on fait tourner le code et qu'on a a pas encore calculé tout ce qu'il fallait
48  ##### pour réaliser le tri
49  if csvexiste == False:
50      print("\nLe csv n'existait pas")
51      forets_ren, parcs_nationaux, reserves_biosphere, unesco, type_culture, cours_eau, voies_ferres, routes = load_soil_type_
52
53      liste_CAD, nb_ini_CAD, nb_ener_CAD, nb_type_CAD, Puissance_cumul_ini, Puissance_cumul_type, CAD_ini, CAD_ener, pop_ini,
54
55      production_CAD, nom_mois, liste_CAD, nb_dem_est_CAD, Puissance_cumul_dem_est, CAD_dem_est = calcul_besoin_CAD(param, lis
56
57      scenario = 'sf_20'
58      liste_CAD, nb_res_sol_CAD, Puissance_cumul_res_sol, CAD_res_sol = besoin_surface_CAD(param, scenario,liste_CAD, producti
59
60      liste_CAD = calcul_cout_pertes_distance(liste_CAD, param)
61
62      liste_CAD, surface_panneau, toits_dispo, nb_toits_CAD, nb_champs_CAD, liste_nb_toits, Puissance_cumul_toits, Puissance_c
63
64      if Uniquement_Surface_Toits:
65          #ICi c'est pour trier pour ne garder que ceux où on a vu des toits + donne surface toits détectée
66          liste_CAD = PourNeGarderQueLesToits(liste_CAD, toits_dispo)
67
68  ##### Si la réponse est "True" (et donc que la partie chronophage avait déjà été réalisée) on passe directement à cette étap
69
70  else:
71      print("\nLe csv existait")
72
73  if Uniquement_Surface_Toits:
74      #récupération de la liste des CAD avec les calculs précédemments réalisés (que toits)
75      liste_CAD = pd.read_csv('resultat_potentiel_CAD_toits.csv')
76
77  else:
78      #récupération de la liste des CAD avec les calculs précédemments réalisés (sans que toits)
79      liste_CAD = pd.read_csv('resultat_potentiel_CAD.csv')
80
81  #Conversion sinon message d'erreur (supprime les espaces dans les noms d'index)
82  liste_CAD.columns = liste_CAD.columns.to_series().apply(lambda x: x.strip())
83
84  #Récupération des données nécessaires pour faire tourner le code
85  nom_mois = ['Janvier','Fevrier','Mars','Avril','Mai','Juin','Juillet','Aout','Septembre','Octobre','Novembre','Decembre']
86  mois_ete = ['Juin', 'Juillet', 'Aout']
87  scenario = "sf_20"
88
89  # Calcul de la somme des DJ pour les calculs de facteurs mensuels
90  station_DJ['Somme'] = station_DJ[nom_mois].sum(axis=1)
91
```

Création des fichiers shp pour affichage sur QGIS

```
1   # Affichage des puissances totales référentes aux 2 meilleures catégories
2   print(Puissance_A)
3   print(Puissance_A_et_B)
4
5   liste = liste.drop('Nom_reseau',axis=1)
6
7   crs = {'init': 'epsg:2056'}
8   geometry_CAD = [Point(xy) for xy in zip(liste['E'], liste['N'])]
9
10  # Ce morceau de code a été créé pour afficher les CAD (avec uniquement la surface des toits)
11  if Uniquement_Surface_Toits:
12      liste_surface_toit = gpd.GeoDataFrame(liste, crs=crs, geometry=geometry_CAD)
13      liste_surface_toit.to_file('liste_surface_toit.shp')
14
15  # Ce morceau de code a été créé pour afficher les CAD (avec toute la surface)
16  else:
17      liste_toute_surface = gpd.GeoDataFrame(liste, crs=crs, geometry=geometry_CAD)
18      liste_toute_surface.to_file('liste_toute_surface.shp')
19
20
21
```

9.1.2 Analyse de sensibilité

Partie préparation avant de run analyse SAlib

```
# Importation des bibliothèques nécessaires au code
import pandas as pd
import geopandas as gpd
import itertools as it
import numpy as np
from shapely.geometry import Point
from shapely.geometry import Polygon
from sklearn.neighbors import BallTree
import os
import matplotlib.pyplot as plt
from collections import Counter
from pytictoc import TicToc

import multiprocessing
from multiprocessing import Pool
import os
import pandas as pd
from SALib.analyze import sobol

import pyNetLogo
from SALib.sample import saltelli

from math import ceil
import matplotlib.pyplot as plt

import time


t = TicToc() #create instance of class pour mesurer le temps

# Pour choisir si on veut travailler uniquement avec la surface des toits ou toute la surface solaire
#print("Voulez-vous travailler avec uniquement la surface des toits? \nSi oui : entrez True \nSi non entrez False")
#Uniquement_Surface_Toits = input()
# Pour question de facilité pour les tests est mis en True
Uniquement_Surface_Toits = True
# Partie pour tout
filename_param = 'parameter_code_Laurent_solCAD.xlsx'

param = load_parameter(filename_param)

liste_CAD, station_DJ, station_radiation_solaire, batiments_suisse, potentiel_toits, CAD_QGIS, pop_agglo_suisse = load_gene

scenario = 'sf_20'
```

```
if Uniquement_Surface_Toits:
    #Ici vérif si on veut tenir compte que de la surface des toits
    csvexiste=os.path.isfile('resultat_potentiel_CAD_toits.csv')

else:
    #Ici vérif si on veut tenir compte de toute la surface
    csvexiste=os.path.isfile('resultat_potentiel_CAD.csv')

print("Voulez-vous recommencer les calculs depuis le début? y/n")
StartAgain = input()
if StartAgain == 'y':
    csvexiste = False


# Partie préparatoire si le csv du scénario n'existe pas encore

if csvexiste == False:
    print("Le csv n'existait pas")
    forets_ren, parcs_nationaux, reserves_biosphere, unesco, type_culture, cours_eau, voies_ferres, routes = load_soil_type

    liste_CAD, nb_ini_CAD, nb_ener_CAD, nb_type_CAD, Puissance_cumul_ini, Puissance_cumul_type, CAD_ini, CAD_ener, pop_ini,

    production_CAD, nom_mois, liste_CAD, nb_dem_est_CAD, Puissance_cumul_dem_est, CAD_dem_est = calcul_besoin_CAD(param, li

    liste_CAD, nb_res_sol_CAD, Puissance_cumul_res_sol, CAD_res_sol = besoin_surface_CAD(param, scenario,liste_CAD, product

    liste_CAD = calcul_cout_pertes_distance(liste_CAD, param)

    liste_CAD, surface_panneau, toits_dispo, nb_toits_CAD, nb_champs_CAD, liste_nb_toits, Puissance_cumul_toits, Puissance_

    if Uniquement_Surface_Toits:
        # Si on ne veut garder que les surfaces de toitures pour poser des panneaux solaires
        liste_CAD = PourNeGarderQueLesToits(liste_CAD, toits_dispo)

else:
    # Partie où on récupère
    print("Le csv existait")
    # Récupération des résultats de la première partie que l'on ne fait pas tourner

    if Uniquement_Surface_Toits:
        # Ici liste_CAD ne contient que les CAD avec surface toit
        liste_CAD = pd.read_csv('resultat_potentiel_CAD_toits.csv')
        liste_CAD.reset_index(inplace = True, drop = True)
    else:
        # Ici c'est aussi avec les résultats sur le sol => pas que les toits
        liste_CAD = pd.read_csv('resultat_potentiel_CAD.csv')
```

```
    #Conversion sinon message d'erreur (supprime les espaces dans les noms d'index)
    liste_CAD.columns = liste_CAD.columns.to_series().apply(lambda x: x.strip())

    #Récupération des données nécessaires pour faire tourner le code
    nom_mois = ['Janvier','Fevrier','Mars','Avril','Mai','Juin','Juillet','Aout','Septembre','Octobre','Novembre','Decembre
    mois_ete = ['Juin', 'Juillet', 'Aout']

    # Calcul de la somme des DJ pour les calculs de facteurs mensuels
    station_DJ['Somme'] = station_DJ[nom_mois].sum(axis=1)

#display(liste_CAD)
```

```
Voulez-vous recommencer les calculs depuis le début? y/n
n
Le csv existait
```

Partie analyse SAlib

Partie 1 : seulement avec Puissance_A comme output

```
################### DEFINITION DES MODEL INPUTS ####################
mois_ete = ['Juin', 'Juillet', 'Aout']

problem = {
    'num_vars': 9,
    'names': ['Heures_Pleine_Charge', 'Part_Chauffage', 'demande_min_ete' , 'demande_haute_ete' , 'ressource_solaire_min' ,
    'bounds': [[param['Heures_Pleine_Charge']-300, param['Heures_Pleine_Charge']+300],
               [param['Part_Chauffage']-0.05, param['Part_Chauffage']+0.05],
               [param['demande_min_ete']-0.001, param['demande_min_ete']+0.001],
               [param['demande_haute_ete']-0.005, param['demande_haute_ete']+0.005],
               [param['ressource_solaire_min']-100,param['ressource_solaire_min']+100],
               [param['Ressource_solaire_haute']-100,param['Ressource_solaire_haute']+100],
               [param['surface_solaire_min']-50, param['surface_solaire_min']+50],
               [param['surface_solaire_haute']-100, param['surface_solaire_haute']+100],
               [0.7,0.95]]
}

################### GENERATE SAMPLES ####################
```

```
param_values = saltelli.sample(problem, 1000, calc_second_order=True)
#param_values
# cast the param_values to a dataframe to include the column labels
samples = pd.DataFrame(param_values, columns=problem['names'])

len(samples)

################### RUN MODEL ####################

# création et initialisation du vecteur résultat
Y = np.zeros([param_values.shape[0]])

t1 = time.perf_counter()

for i in samples.index:
    #Où X correspond à chaque ligne de la db samples
    X = samples.loc[i,:]
    Y[i] = Evaluation_potentiel_solaire(liste_CAD, nom_mois, mois_ete, scenario, station_DJ, X, Uniquement_Surface_Toits)

t2 = time.perf_counter()

# Afin de savoir le temps que l'analyse a pris
print(f"finished in {t2-t1} seconds")

################### PERFORM ANALYSIS ####################
"""
With the model outputs loaded into Python, we can finally compute the sensitivity indices.
In this example, we use , which will compute first, second, and total-order indices.sobol.analyze
"""
Si = sobol.analyze(problem, Y)

print("Résultat des sensibilités de premier ordre :")
Sensi_1er_ordre = pd.DataFrame(Si['S1'], index = problem['names'], columns = ['Premier ordre'])
# Dans le cas où certaines valeurs seraient négatives afin de pouvoir plot je les rends nulles
Sensi_1er_ordre.loc[Sensi_1er_ordre['Premier ordre'] <0  , 'Premier ordre'] = 0
display(Sensi_1er_ordre)

plt.title('Puissance A : Premier ordre')
patches, texts = plt.pie(Si['S1'], normalize = True, startangle=0)
plt.legend(patches, labels = problem['names'], loc="lower left", bbox_to_anchor=(0.9, 0.37))
# Set aspect ratio to be equal so that pie is drawn as a circle.
#plt.axis('equal')
plt.tight_layout()
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,10) #Afin d'agrandir la figure
```

```
plt.show()

print("\nRésultat des intéractions du second ordre :")

#Affichage des intéractions du second degré
Sensi_2nd_ordre = pd.DataFrame(Si['S2'], index=problem['names'], columns=problem['names'])
display(Sensi_2nd_ordre)

```

```
finished in 808.5110537 seconds
Résultat des sensibilités de premier ordre :
```

	Premier ordre
Heures_Pleine_Charge	0.00025
Part_Chauffage	0.00052
demande_min_ete	0.00000
demande_haute_ete	0.00000
ressource_solaire_min	0.00000
Ressource_solaire_haute	1.00553
surface_solaire_min	0.00000
surface_solaire_haute	0.00000
Limite_B	0.00000

```
# Suite de l'analyse

print("\nRésultat des sensibilités de l'ordre total : ")

Sensi_tot = pd.DataFrame(Si['ST'], index = problem['names'], columns = ['Ordre total'])
display(Sensi_tot)
#plt.pie(Si['ST'], labels = problem['names'],labeldistance = None)
plt.title('Degré total')
patches, texts = plt.pie(Si['ST'], startangle=0)
plt.legend(patches, labels = problem['names'], loc="lower left", bbox_to_anchor=(0.9, 0.37))
# Set aspect ratio to be equal so that pie is drawn as a circle.
#plt.axis('equal')
plt.tight_layout()
fig = plt.gcf()
fig.set_size_inches(10,10) #Afin d'agrandir la figure
plt.show()

"""
If the total-order indices are substantially larger than the first-order indices, then there is likely higher-order interact
We can look at the second-order indices to see these higher-order interactions:
"""
```

```
Résultat des sensibilités de l'ordre total :
```

	Ordre total
Heures_Pleine_Charge	8.626593e-05
Part_Chauffage	1.204167e-04
demande_min_ete	0.000000e+00
demande_haute_ete	3.547299e-05
ressource_solaire_min	0.000000e+00
Ressource_solaire_haute	1.006003e+00
surface_solaire_min	0.000000e+00
surface_solaire_haute	3.191657e-07
Limite_B	0.000000e+00

9.1.3 Évaluation du potentiel actuel et du potentiel futur

Evaluation du futur potentiel du solaire thermique dans les CAD suisses

Récupération des données nécessaires

```
# Importation des bibliothèques nécessaires au code
import pandas as pd
import geopandas as gpd
import itertools as it
import numpy as np
from shapely.geometry import Point
from shapely.geometry import Polygon
from sklearn.neighbors import BallTree
import os
import matplotlib.pyplot as plt
from collections import Counter
from pytictoc import TicToc

t = TicToc() #create instance of class pour mesurer le temps


filename_param = 'parameter_code_Laurent_solCAD.xlsx'

def load_parameter(param_namefile):
    """
    met en mémoire les différents paramèteres nécessaires au programme
    """
    param = pd.read_excel(param_namefile, index_col=0)
    param = param['Valeur']
    param['Part_ECS'] = 1 - param['Part_Chauffage']

    return param

def load_general_data(param):
    """
    Importation des donnees CSV utiles
    """
    path_gen = param['path_vers_donnees_gen']

    liste_CAD = pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_cad_liste']), sep=';', encoding='latin-1')
    liste_CAD['Energie'] = liste_CAD['Energie'].replace(0,np.nan)
    liste_CAD['Puissance'] = liste_CAD['Puissance'].replace(0,np.nan)
    pop_agglo_suisse =  pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_pop_agglo']), sep=';', encoding='latin-1')
    station_DJ = pd.read_csv(os.path.join(path_gen,param['filename_station_DJ']), sep=';', encoding='latin-1')
```

```
    station_DJ = pd.read_csv(os.path.join(path_gen,param['filename_station_DJ']), sep=';', encoding='latin-1')
    station_radiation_solaire = pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_radiation']), sep=';', encoding='latin-1'
    batiments_suisse = pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_batiment']),sep=';')
    potentiel_toits = pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_toit_solaire']))
    CAD_QGIS = pd.read_csv(os.path.join(path_gen, param['filename_cad_qgis']), sep=';', encoding='latin-1')

    return liste_CAD, station_DJ, station_radiation_solaire,batiments_suisse, potentiel_toits, CAD_QGIS, pop_agglo_suisse



# Récupération de liste initiale des CAD
param = load_parameter(filename_param)

liste_CAD, station_DJ, station_radiation_solaire, batiments_suisse, potentiel_toits, CAD_QGIS, pop_agglo_suisse = load_gener

liste_CAD = liste_CAD[(liste_CAD['Puissance'] >0) | (liste_CAD['Energie']>0)]

# Récupération de la liste des CAD éligibles à l'utilisation du solaire thermique
liste_CAD_finale = pd.read_excel('Liste_avec_note_uniquement_toits.xlsx', index_col=0)
```

```

```

```
def Evaluation_Potentiel_Futur(param, liste_CAD, liste_CAD_finale, scenario):

    # Récupération des puissances relatives aux différents agents énergétiques dans la base de donnée initiale
    Puissance_initiale_bois =  liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Copeaux de bois', 'Energie'].sum()/param[
    Puissance_initiale_bois += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Copeaux de bois', 'Puissance'].sum()

    Puissance_initiale_bois += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Bûches', 'Energie'].sum()/param['Heures_P
    Puissance_initiale_bois += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Bûches', 'Puissance'].sum()

    Puissance_initiale_bois += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Pellets', 'Energie'].sum()/param['Heures_
    Puissance_initiale_bois += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Pellets', 'Puissance'].sum()

    Puissance_initiale_Eau_souterraine = liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Eau souterraine (+ PAC)', 'Energ
    Puissance_initiale_Eau_souterraine += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Eau souterraine (+ PAC)', 'Puis

    Puissance_initiale_Eau_lac = liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Eau des lacs (+ PAC)', 'Energie'].sum(),
    Puissance_initiale_Eau_lac += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Eau des lacs (+ PAC)', 'Puissance'].su

    Puissance_initiale_Géothermie = liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Géothermie (+ PAC)', 'Energie'].sum(
    Puissance_initiale_Géothermie += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Géothermie (+ PAC)', 'Puissance'].s

```

```
    Puissance_initiale_Biogaz = liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Biogaz', 'Energie'].sum()/param['Heures_
    Puissance_initiale_Biogaz += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Biogaz', 'Puissance'].sum()

    Puissance_initiale_Biogaz += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'CETE biogaz', 'Energie'].sum()/param['H
    Puissance_initiale_Biogaz += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'CETE biogaz', 'Puissance'].sum()

    Puissance_initiale_Gaz_Naturel = liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Gaz naturel', 'Energie'].sum()/para
    Puissance_initiale_Gaz_Naturel += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'Gaz naturel', 'Puissance'].sum()

    Puissance_initiale_Gaz_Naturel += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'CETE gaz naturel', 'Energie'].sum(
    Puissance_initiale_Gaz_Naturel += liste_CAD.loc[liste_CAD['Agent_energetique_1'] == 'CETE gaz naturel', 'Puissance'].su


    # Récupération des puissances relatives aux différents agents énergétiques dans les CADs éligibles à l'utilisation du s
    Puissance_finale_bois = liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Copeaux de bois', 'Energie'].s
    Puissance_finale_bois += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Copeaux de bois', 'Puissance'

    Puissance_finale_bois += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Bûches', 'Energie'].sum()/par
    Puissance_finale_bois += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Bûches', 'Puissance'].sum()

    Puissance_finale_bois += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Pellets', 'Energie'].sum()/pa
    Puissance_finale_bois += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Pellets', 'Puissance'].sum()

    Puissance_finale_Eau_souterraine = liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Eau souterraine (+
    Puissance_finale_Eau_souterraine += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Eau souterraine (+

    Puissance_finale_Eau_lac = liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Eau des lacs (+ PAC)', 'Ener
    Puissance_finale_Eau_lac += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Eau des lacs (+ PAC)', 'Pu

    Puissance_finale_Géothermie = liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Géothermie (+ PAC)', 'En
    Puissance_finale_Géothermie += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Géothermie (+ PAC)', 'P

    Puissance_finale_Biogaz = liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Biogaz', 'Energie'].sum()/pa
    Puissance_finale_Biogaz += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Biogaz', 'Puissance'].sum()

    Puissance_finale_Biogaz += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'CETE biogaz', 'Energie'].su
    Puissance_finale_Biogaz += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'CETE biogaz', 'Puissance'].

    Puissance_finale_Gaz_Naturel = liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Gaz naturel', 'Energie'
    Puissance_finale_Gaz_Naturel += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'Gaz naturel', 'Puissan

    Puissance_finale_Gaz_Naturel += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'CETE gaz naturel', 'En
    Puissance_finale_Gaz_Naturel += liste_CAD_finale.loc[liste_CAD_finale['Agent_energetique_1'] == 'CETE gaz naturel', 'Pu
```

```
    # Calcul des différents pourcentages
    Pourcentage_bois = 100*Puissance_finale_bois/Puissance_initiale_bois

    Pourcentage_Eau_souterraine = 100*Puissance_finale_Eau_souterraine/Puissance_initiale_Eau_souterraine

    Pourcentage_Eau_lac = 100*Puissance_finale_Eau_lac/Puissance_initiale_Eau_lac

    Pourcentage_Géothermie = 100*Puissance_finale_Géothermie/Puissance_initiale_Géothermie

    Pourcentage_Biogaz = 100*Puissance_finale_Biogaz/Puissance_initiale_Biogaz

    Pourcentage_Gaz_Naturel = 100*Puissance_finale_Gaz_Naturel/Puissance_initiale_Gaz_Naturel

    # Calcul du potentiel actuel
    Potentiel_actuel_total = param['solar_fraction_20']*round(np.nansum(liste_CAD_finale['Energie']) + np.nansum(liste_CAD_


    # Calcul du potentiel futur
    # Le paramètre de fraction solaire représente la partie que le solaire thermique occupe dans la production totale de ch

    if scenario == 'Eicher_Pauli':

        # Potentiel selon le scénario futur de Eicher & Pauli
        Potentiel_Futur_bois = 1.7*Pourcentage_bois/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Eau_souterraine = 1.9*Pourcentage_Eau_souterraine/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Eau_lac = 5.1*Pourcentage_Eau_lac/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Géothermie = 1.3*Pourcentage_Géothermie/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_total = Potentiel_Futur_bois + Potentiel_Futur_Eau_lac + Potentiel_Futur_Eau_souterraine + Potentie

    if scenario == 'EnergieSchweiz_ZBasis':

        # Potentiel selon le scenario futur de EnergieSchweiz nommé Zero_Basis
        # Calcul des différentes parts pour les pompes à chaleur en tenant compte de la même répartition que pour le scénar
        Part_Eau_souterraine = 1.9/(1.9+1.9+5.1+1.8)

        Part_Eau_lac = 5.1/(1.9+1.9+5.1+1.8)


        # Calcul des différents potentiels pour le scenario Zero_Basis

        Potentiel_Futur_bois = 0.9*Pourcentage_bois/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Eau_souterraine = 6*Part_Eau_souterraine*Pourcentage_Eau_souterraine/100*param['solar_fraction_20']
```

```
        Potentiel_Futur_Eau_lac = 6*Part_Eau_lac*Pourcentage_Eau_lac/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Géothermie = 2.5*Pourcentage_Géothermie/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Biogaz = 1.9*Pourcentage_Biogaz/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_total = Potentiel_Futur_bois + Potentiel_Futur_Eau_souterraine + Potentiel_Futur_Eau_lac + Potentie

    if scenario == 'EnergieSchweiz_Zero_C':

        # Potentiel selon le scenario futur de EnergieSchweiz nommé Zero C
        # Calcul des différentes parts pour les pompes à chaleur en tenant compte de la même répartition que pour le scénar
        Part_Eau_souterraine = 1.9/(1.9+1.9+5.1+1.8)

        Part_Eau_lac = 5.1/(1.9+1.9+5.1+1.8)


        # Calcul des différents potentiels pour le scenario Zero_C

        Potentiel_Futur_bois = 0.9*Pourcentage_bois/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Eau_souterraine = 6*Part_Eau_souterraine*Pourcentage_Eau_souterraine/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Eau_lac = 6*Part_Eau_lac*Pourcentage_Eau_lac/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Géothermie = 2.5*Pourcentage_Géothermie/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Biogaz = 4.5*Pourcentage_Biogaz/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_total = Potentiel_Futur_bois + Potentiel_Futur_Eau_souterraine + Potentiel_Futur_Eau_lac + Potentie


    if scenario == 'EnergieSchweiz_WWB':

        # Potentiel selon le scenario futur de EnergieSchweiz nommé WWB
        # Calcul des différentes parts pour les pompes à chaleur en tenant compte de la même répartition que pour le scénar
        Part_Eau_souterraine = 1.9/(1.9+1.9+5.1+1.8)

        Part_Eau_lac = 5.1/(1.9+1.9+5.1+1.8)


        # Calcul des différents potentiels pour le scenario WWB

        Potentiel_Futur_bois = 0.7*Pourcentage_bois/100*param['solar_fraction_20']
```

```
        Potentiel_Futur_Eau_souterraine = 0.2*Part_Eau_souterraine*Pourcentage_Eau_souterraine/100*param['solar_fraction_20

        Potentiel_Futur_Eau_lac = 0.2*Part_Eau_lac*Pourcentage_Eau_lac/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Géothermie = 0.1*Pourcentage_Géothermie/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Biogaz = 0.7*Pourcentage_Biogaz/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Gaz_Naturel = 2*Pourcentage_Gaz_Naturel/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_total = Potentiel_Futur_bois + Potentiel_Futur_Eau_souterraine + Potentiel_Futur_Eau_lac + Potentie


    if scenario == 'EnergieSchweiz_Zero_A':

        # Potentiel selon le scenario futur de EnergieSchweiz nommé Zero_A
        # Calcul des différentes parts pour les pompes à chaleur en tenant compte de la même répartition que pour le scénar
        Part_Eau_souterraine = 1.9/(1.9+1.9+5.1+1.8)

        Part_Eau_lac = 5.1/(1.9+1.9+5.1+1.8)


        # Calcul des différents potentiels pour le scenario Zero_A

        Potentiel_Futur_bois = 0.9*Pourcentage_bois/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Eau_souterraine = 6*Part_Eau_souterraine*Pourcentage_Eau_souterraine/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Eau_lac = 6*Part_Eau_lac*Pourcentage_Eau_lac/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Géothermie = 0.1*Pourcentage_Géothermie/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Biogaz = 1.6*Pourcentage_Biogaz/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_total = Potentiel_Futur_bois + Potentiel_Futur_Eau_souterraine + Potentiel_Futur_Eau_lac + Potentie


    if scenario == 'EnergieSchweiz_Zero_B':

        # Potentiel selon le scenario futur de EnergieSchweiz nommé Zero_B
        # Calcul des différentes parts pour les pompes à chaleur en tenant compte de la même répartition que pour le scénar
        Part_Eau_souterraine = 1.9/(1.9+1.9+5.1+1.8)

        Part_Eau_lac = 5.1/(1.9+1.9+5.1+1.8)
```

```
        # Calcul des différents potentiels pour le scenario Zero_B

        Potentiel_Futur_bois = 0.9*Pourcentage_bois/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Eau_souterraine = 1.9*Part_Eau_souterraine*Pourcentage_Eau_souterraine/100*param['solar_fraction_20

        Potentiel_Futur_Eau_lac = 1.9*Part_Eau_lac*Pourcentage_Eau_lac/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Géothermie = 1.2*Pourcentage_Géothermie/100*param['solar_fraction_20']

        Potentiel_Futur_Biogaz = 0.7*Pourcentage_Biogaz/100*param['solar_fraction_20']

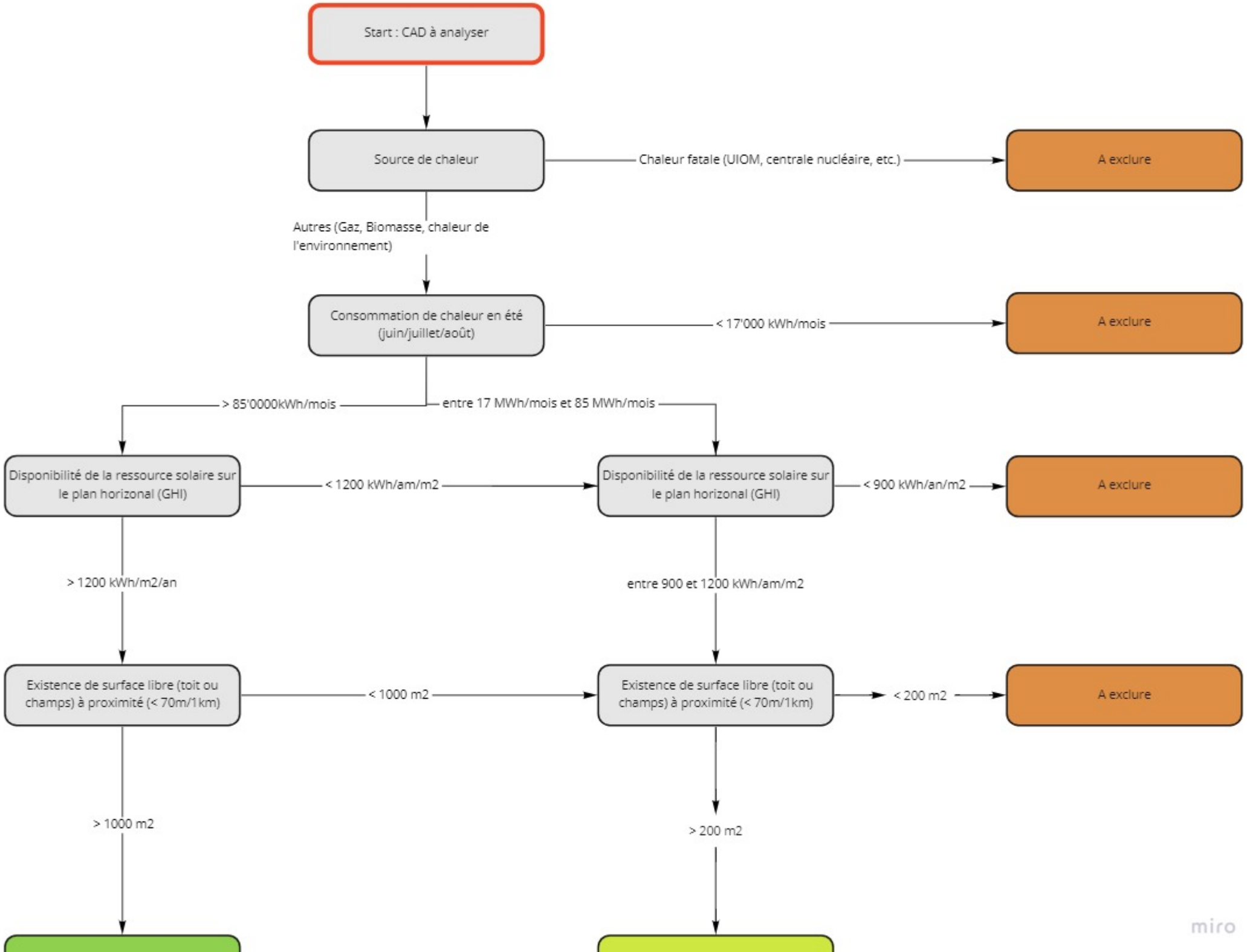
        Potentiel_Futur_total = Potentiel_Futur_bois + Potentiel_Futur_Eau_souterraine + Potentiel_Futur_Eau_lac + Potentie

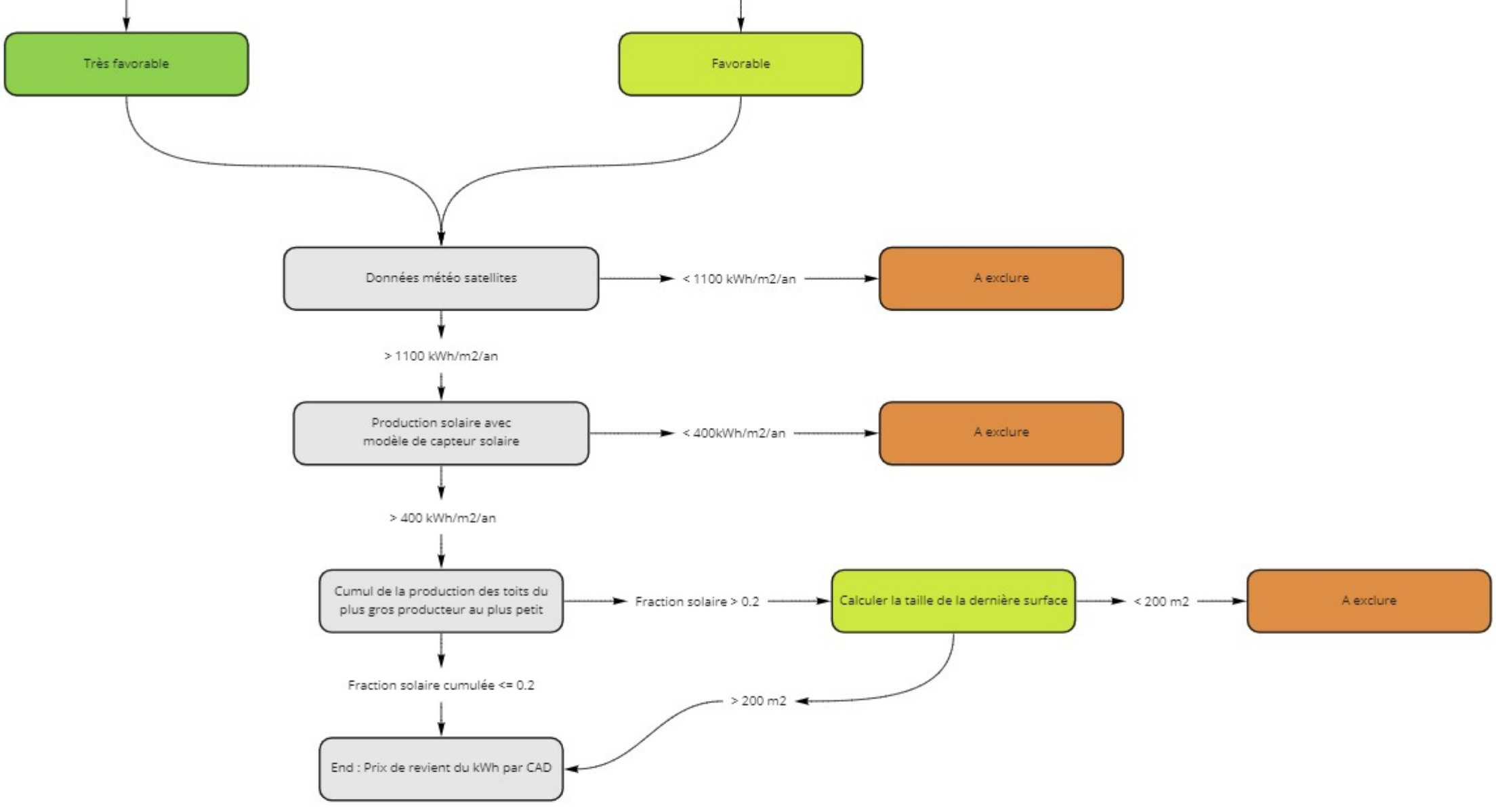

    return Potentiel_actuel_total, Potentiel_Futur_total
```

```
scenario = 'EnergieSchweiz_ZBasis'

Potentiel_actuel_total, Potentiel_Futur_total = Evaluation_Potentiel_Futur(param, liste_CAD, liste_CAD_finale, scenario)
print(Potentiel_Futur_total)
print(Potentiel_actuel_total)
```

```
1.0564365993496896
0.5700756
```


Start : CAD à analyser
Source de chaleur
Chaleur fatale (UIOM, centrale nucléaire, etc.)
A exclure
Autres (Gaz, Biomasse, chaleur de l'environnement)
Consommation de chaleur en été (juin/juillet/août)
< 17'000 kWh/mois
A exclure
> 85'0000kWh/mois
entre 17 MWh/mois et 85 MWh/mois
Disponibilité de la ressource solaire sur le plan horizonal (GHI)
< 1200 kWh/am/m2
Disponibilité de la ressource solaire sur le plan horizonal (GHI)
< 900 kWh/an/m2
A exclure
> 1200 kWh/m2/an
entre 900 et 1200 kWh/am/m2
Existence de surface libre (toit ou champs) à proximité (< 70m/1km)
< 1000 m2
Existence de surface libre (toit ou champs) à proximité (< 70m/1km)
< 200 m2
A exclure
> 1000 m2
> 200 m2


Très favorable
Favorable
Données météo satellites
< 1100 kWh/m2/an
A exclure
> 1100 kWh/m2/an
Production solaire avec
modèle de capteur solaire
< 400kWh/m2/an
A exclure
> 400 kWh/m2/an
Cumul de la production des toits du
plus gros producteur au plus petit
Fraction solaire > 0.2
Calculer la taille de la dernière surface
< 200 m2
A exclure
Fraction solaire cumulée <= 0.2
> 200 m2
End : Prix de revient du kWh par CAD

miro

MASTER OF SCIENCE IN ENGINEERING

Hes·so
Haute Ecole Spécialisée de Suisse occidentale
Fachhochschule Westschweiz
University of Applied Sciences and Arts Western Switzerland

Master of Science HES-SO in Engineering
Av. de Provence 6
CH-1007 Lausanne

Master of Science HES-SO in Engineering

Orientation : Energie Thermique (TE)

Installation, mesures et simulations d'une installation solaire hybride (PVT) de petite taille

Ecrit par

VANSILIETTE Benoît

Sous la direction de
Prof. Dr. Jérôme Kaempf
A l'école de Fribourg

Expert externe : Martin Boesiger, Institut ENERGY, Smart Living Lab, BlueFactory

Genève, HES-SO//Master, 2018

Accepté par la HES-SO//Master (Suisse, Lausanne) sur proposition de :

Prof. Dr. Jérôme Kaempf, conseiller du projet de master

Martin Boesiger, Expert principal

Fribourg, le 29 juin 2018

Prof. Dr. Jérôme Kaempf, Conseiller	Prof. Responsable de la filière

Remerciements

J'adresse mes sincères remerciements à mon professeur de thèse, Monsieur Jérôme Kaempf, qui a su me guider durant ce travail de master très enrichissant. Je le remercie également pour son soutien, sa disponibilité ainsi que sa pédagogie qui m'a permis d'avancer sereinement dans ce projet durant les 18 semaines de travail.

J'aimerais également remercier Monsieur Martin Boesiger ainsi que Monsieur Matthieu Jourdan du Smart Living Lab pour leur collaboration, leur travail et leurs conseils tout au long de mon travail.

Enfin, je souhaite remercier ma famille et mes amis pour leur soutien, leurs encouragements et leur aide pour la relecture de ma thèse.

Table des matières

Remerciements iv
Table des matières iv
Liste des figures vi
Liste des tableaux viii
Nomenclature ix
Abréviations xi
Résumé xii
Introduction 1
Les différentes technologies actuelles sur le marché 3
1.1.1. Les panneaux hybrides aérovoltaïques 3
1.1.2. Les panneaux hybrides hydrauliques 4
Installation du panneau PVT 6
1.2. Description de l'installation du laboratoire 6
1.3. Choix du panneau PVT 10
1.4. Présentation du panneau PVT Wave du fabricant DualSun 11
1.5. Eléments pour la mesure de performance 14
1.5.1. Température du fluide 14
1.5.2. Débit du fluide 15
1.5.3. Station météo : température extérieure, vitesse du vent 15
1.5.4. Eclairement énergétique sur le module : irradiance 16
1.5.5. Onduleur : puissance électrique 17
1.5.6. Incertitudes 17
Mesures des performances 19
1.6. Equations principales 19
1.6.1. Partie électrique 19
1.6.2. Partie thermique 20
1.7. Caractérisation électrique de l'installation 20
1.7.1. Théorie 20

1.7.2. Mesures de la caractéristique U-I 21
1.8. Performances électriques et thermiques 25
Modèle mathématique thermique du PVT 29
1.9. Structure du panneau 29
1.10. Modèle nodal 29
1.11. Equations aux nœuds 32
1.12. Coefficients de transfert thermique 32
1.12.1. Entre le verre et le ciel 32
1.12.2. Entre le verre solaire et les cellules photovoltaïques 33
1.12.3. Entre les cellules photovoltaïques et l'absorbeur 35
1.12.4. Entre l'absorbeur et le fluide caloporteur 36
1.12.5. Entre la plaque inférieure de l'absorbeur et l'air ambiant 36
1.13. Résolution des équations 37
1.14. Résultats de la simulation 41
Comparaison des mesures avec le modèle simulé 44
Simulation du laboratoire dans CitySim 48
1.15. Modélisation 3D du laboratoire dans SketchUp 48
1.16. Importation dans CitySim 49
1.17. Comparaison des simulations dans Matlab et CitySim 51
1.18. Comparaison entre une journée de mesure et la simulation CitySim 54
Application au BlueFactory 57
1.19. Résultats des simulations 59
1.19.1. Modèle n°1 60
1.19.2. Modèle n°2 64
1.19.3. Analyse des simulations 66
1.20. Mise en évidence du refroidissement du PVT 67
Extrapolation du modèle pour une maison standard 70
Conclusion 75
Bibliographie 76
Annexes 78
1.21. Paramètres électriques, thermiques du PVT DualSun Wave 78
1.22. Code Matlab 80
1.23. Code CitySim 114
1.24. Calculs du volume de stockage eau chaude sanitaire 117
1.25. Résultats modèle 1 118
1.26. Résultats modèle 2 120

Liste des figures

Figure 1 : PVT à air sans vitre 3
Figure 2 : PVT à air avec vitre 3
Figure 3 : PVT à air avec double vitre 3
Figure 4 : PVT à air avec vitre et double flux 3
Figure 5 : PVT hydraulique à simple vitre et absorbeur à tubes 4
Figure 6 : PVT hydraulique sans vitre et absorbeur à tubes 4
Figure 7 : PVT hydraulique avec passage de l'eau au-dessus des cellules 4
Figure 8 : différents types d'absorbeurs, tiré de (Tüber, et al., 2004) 4
Figure 9 : absorbeur à irrigation totale, tiré de (Bony, 2017) 4
Figure 10 : représentation du laboratoire LIER en vue isométrique, tiré de (M.Boesiger, consulté en avril 2018) .. 6
Figure 11 : schéma de l'installation thermique, mars 2018 7
Figure 12 : vue d'ensemble de l'installation 8
Figure 13 : régulateur solaire Delta Sol 8
Figure 14 : vue d'ensemble du toit du LIER 9
Figure 15 : module PVT DualSun Wave 9
Figure 16 : schéma de la situation géographique du module, tiré de (Bony, 2017) 9
Figure 17 : angle d'inclinaison optimal par rapport à la situation géographique, tiré de (Solarpraxis, consulté en mars 2018) 10
Figure 18 : principaux composants du panneau Wave, tiré de (DualSun, consulté en février 2018) 11
Figure 19 : vue de face et vue arrière du panneau Wave, tiré de (DualSun, consulté en février 2018) 12
Figure 20 : gain d'énergie par rapport au photovoltaïque, tiré de (DualSun, consulté en février 2018) 12
Figure 21 : puissance en fonction de la température tiré de (DualSun, consulté en février 2018) 13
Figure 22 : schéma de l'échangeur thermique, vue isométrique, tiré du brevet (J.Mouterde L.Brottier, Mai 2012) 13
Figure 23 : schéma de l'échangeur thermique, vue du dessus, tiré du brevet (J.Mouterde L.Brottier, Mai 2012) . 14
Figure 24 : Sonde de température sur l'installation 14
Figure 25 : courbe caractéristique de la sonde Pt1000, tiré de (Siemens, consulté en mars 2018) 15
Figure 26 : station météo KNX avec l'anémomètre 16
Figure 27 : pyranomètre KNX PY 16
Figure 28 : schéma de principe de la mesure de la puissance électrique, tiré de (SMA, consulté en mars 2018) 17
Figure 29 : courbe de la précision de la sonde Pt1000, tiré de (Siemens, consulté en mars 2018) 17
Figure 30 : courbe caractéristique U-I d'une cellule, tirée de (Energie plus, consulté en avril 2018) 20
Figure 31 : influence de l'irradiance sur la courbe U-I, tiré de (L.Bossoney, 2017) 21
Figure 32 : influence de la température sur la courbe U-I, tiré de (L.Bossoney, 2017) 21
Figure 33 : schéma du branchement de l'appareil de mesure, tiré de (HT-instruments, consulté en mars 2018). 22
Figure 34 : schéma de branchement pour des mesures d'essai sur une installation monophasée, tiré de (HT-instruments, consulté en mars 2018) 22
Figure 35 : graphique I-V et de la puissance moyenne aux conditions OPC 23
Figure 36 : comparaison des puissances nominales/STC 24
Figure 37 : comparaison de la courbe I-V nominale/STC 24
Figure 38 : graphiques aux conditions STC 24
Figure 39 : schéma résumé pour l'acquisition de données 25
Figure 40 : puissance électrique en fonction de l'heure, le 17 avril 2018 26
Figure 41 : puissance thermique en fonction de l'heure, le 17 avril 2018 27
Figure 42 : variation des températures du circuit solaire, le 17 avril 2018 27
Figure 43 : vue en coupe des différentes couches du PVT 29
Figure 44 : résistance thermique 29
Figure 45 : schéma des transferts thermiques dans le PVT, tiré de (P. DUPEYRAT, consulté en février 2018) .. 30
Figure 46 : modèle nodal en régime stationnaire 31
Figure 47 : transfert thermique dans l'air, tiré de (J.Kaempf, 2016-2017) 33
Figure 48 : résistances thermiques entre le nœud verre solaire/cellules PV 34

Figure 49 : stratégie pour le code dans Matlab 40
Figure 50 : puissances électriques et thermiques simulées sur une journée 41
Figure 51 : évolution des températures simulées sur une journée 42
Figure 52 : température des cellules en fonction de l'irradiance 42
Figure 53 : température des cellules en fonction de la température ambiante 43
Figure 54 : comparaison des puissances électriques mesurées et simulées (17.04) 44
Figure 55 : comparaison des puissances thermiques mesurées et simulées (17.04) 45
Figure 56 : comparaison des températures de sortie mesurées et simulées du panneau PVT 45
Figure 57 : régression linéaire sur la puissance électrique 46
Figure 58 : régression linéaire sur la puissance thermique 46
Figure 59 : comparaison des puissances électriques mesurées et simulées (25.05) 47
Figure 60 : comparaison des puissances thermiques mesurées et simulées (25.05) 47
Figure 61 : vue isométrique du laboratoire LIER 48
Figure 62 : vue de face du laboratoire LIER 48
Figure 63 : exemple de calque dans SketchUp 49
Figure 64 : laboratoire LIER dans CitySim 49
Figure 65 : tag PVT pour le fichier XML 50
Figure 66 : simulation dans CitySim, production photovoltaïque pour le mois de janvier à Payerne 51
Figure 67 : comparaison entre la puissance électrique simulée dans Matlab et CitySim, 11 avril 51
Figure 68 : comparaison entre la puissance thermique simulée dans Matlab et CitySim, 11 avril 52
Figure 69 : comparaison entre la puissance électrique simulée dans Matlab et CitySim, 21 juin 52
Figure 70 : comparaison entre la puissance thermique simulée dans Matlab et CitySim, 21 juin 53
Figure 71 : comparaison entre la puissance électrique simulée dans Matlab et CitySim, 25 septembre 53
Figure 72 : comparaison entre la puissance thermique simulée dans Matlab et CitySim, 25 septembre 54
Figure 73 : température ambiante expérimentale et du fichier météo pour la journée choisie dans CitySim 55
Figure 74 : puissance électrique mesurée et simulée dans CitySim 55
Figure 75 : puissance thermique mesurée et simulée dans CitySim 56
Figure 76 : futur quartier du BlueFactory, rendu par CPI FRIMA 57
Figure 77 : modèle n°1 dans CitySim, tiré de (D.Diallo, 2018) 57
Figure 78 : modèle n°2 dans CitySim, tiré de (D.Diallo, 2018) 58
Figure 79 : exemple de paramètres pour le bâtiment b1 du modèle 1 60
Figure 80 : paramètres des panneaux PV et ST 60
Figure 81 : paramètres des panneaux PVT 60
Figure 82 : production PV pour le modèle 1 60
Figure 83 : surface brute du toit des différents bâtiments 61
Figure 84 : production PV surfacique pour le modèle 1 61
Figure 85 : graphique de comparaison de la production électrique PV et PVT, modèle 1 62
Figure 86 : comparaison entre la production électrique PV et PVT, modèle 1 62
Figure 87 : graphique de comparaison de la production thermique PV et PVT, modèle 1 63
Figure 88 : comparaison entre la production thermique PV et PVT, modèle 1 63
Figure 89 : résumé des résultats, modèle 1 63
Figure 90 : graphique de comparaison de la production électrique PV et PVT, modèle 2 64
Figure 91 : comparaison entre la production électrique PV et PVT, modèle 2 64
Figure 92 : graphique de comparaison de la production thermique PV et PVT, modèle 2 65
Figure 93 : comparaison entre la production thermique PV et PVT, modèle 2 65
Figure 94 : résumé des résultats, modèle 2 65
Figure 95 : comparaison de l'efficacité électrique PV et PVT 66
Figure 96 : comparaison des deux modèles du futur quartier du BlueFactory 66
Figure 97 : graphique qui compare la production électrique et la température des cellules PV/PVT 67
Figure 98 : comparaison de la production et des températures des cellules PV/PVT 68
Figure 99 : comparaison de la production avec la différence d'efficacité 68
Figure 100 : comparaison des températures des cellules 69

Figure 101 : graphique montrant le gain d'énergie selon les mois de l'année 69
Figure 102 : vue isométrique de la maison 70
Figure 103 : estimation des besoins en ECS 70
Figure 104 : production thermique simulée, ST 71
Figure 105 : graphique de la demande et de la production thermique, ST 71
Figure 106 : production électrique et thermique simulée, PVT 72
Figure 107 : Prédimensionnement de la PAC air/eau 72
Figure 108 : graphique de la demande (PAC) et de la production électrique, PVT 73
Figure 109 : comparaison du prix net entre les deux installations 73

Liste des tableaux

Tableau 1 : comparaison des différents panneaux PVT 10
Tableau 2 : caractéristiques électriques du module Wave 21
Tableau 3 : paramètres mesurés tirés de la notice (HT-instruments, consulté en mars 2018) 23
Tableau 4 : résumé des valeurs des caractéristiques électriques en conditions STC/OPC 25
Tableau 5 : exemple de mesure pour une journée, le 17 avril 2018 26
Tableau 6 : propriétés physiques du verre solaire 33
Tableau 7 : propriétés physiques de l'air 34
Tableau 8 : propriétés physiques de l'EVA 34
Tableau 9 : propriétés physiques du blacksheet 35
Tableau 10 : propriétés physiques de l'inox ferritique 35
Tableau 11 : propriétés physiques des cellules photovoltaïques 35
Tableau 12 : absorptivité et transmissivité du PV – Rendement optique 36
Tableau 13 : conditions initiales dans Matlab 41
Tableau 14 : paramètres pour le calcul du volume de stockage ECS 58
Tableau 15 : calcul du volume de stockage d'eau chaude sanitaire, modèle 1 59
Tableau 16 : paramètres des panneaux PV 59
Tableau 17 : paramètres des panneaux ST 59

Nomenclature

Symbole	Description	Unité
A	Aire	$[\mathrm{m}^2]$
C	Capacité thermique massique	$[\mathrm{J.kg^{-1}.K^{-1}}]$
e	Epaisseur	$[\mathrm{mm}]$
G	Irradiance	$[\mathrm{W.m^{-2}}]$
h	Coefficient de transfert thermique	$[\mathrm{W.m^{-2}.K^{-1}}]$
I	Courant électrique	$[\mathrm{A}]$
J	Flux de chaleur spécifique	$[\mathrm{W.m^{-2}}]$
L	Longueur	$[\mathrm{m}]$
$\dot{m}$	Débit massique	$[\mathrm{kg.s^{-1}}]$
N	Nombre	$[-]$
Nu	Nombre adimensionnel de Nusselt	$[-]$
P	Puissance	$[\mathrm{W}]$
$\dot{Q}$	Puissance chaleur	$[\mathrm{W}]$
R	Résistance thermique	$[\mathrm{K.W^{-1}}]$
S	Surface	$[\mathrm{m}^2]$
$\bar{T}$	Température moyenne	$[\mathrm{K}]$
T	Température	$[\mathrm{K}]$
t	Temps	$[\mathrm{s}]$
U	Vitesse	$[\mathrm{m.s^{-1}}]$
V	Tension	$[\mathrm{V}]$
V_{oc}	Tension de circuit ouvert	$[\mathrm{V}]$
$V^*{}_{oc}$	Tension de circuit ouvert au condition STC	$[\mathrm{V}]$

Lettre grecque	Description	Unité
α	Absorptivité	$[-]$
β	Inclinaison du capteur	$[°]$
Δ	Différence	$[-]$
ε	Emissivité	$[-]$
η	Rendement	$[-]$
λ	Conductivité thermique	$[\mathrm{W.m^{-1}.K^{-1}}]$
μ	Coefficient de rendement de la cellule en fonction de la température	$[-]$
ρ	Masse volumique	$[\mathrm{kg.m^{-3}}]$
σ	Constante de Stefan-Boltzmann	$[\mathrm{W.m^{-2}K^{-4}}]$
τ	Transmissivité	$[-]$
φ	Flux de chaleur	$[\mathrm{W}]$

Indice	Description
a	Ambiant, air
ab	Absorbeur
ab_f	Absorbeur/Fluide
c	Conduction
cn	Convection naturelle
$cell$	Cellules photovoltaïques
ech	Echangeur
eff	Effectif
$él$	Electrique
g	Verre
in	Entrée
$loss$	Perte
m	Module
max	Maximum
mpp	Maximum power point
mw	Moyenne fluide caloporteur
o	Optique
oc	Circuit ouvert
out	Sortie
PV	Cellules photovoltaïques
rad	Rayonnement
sc	Court-circuit
sol	Sol
sky	Ciel
th	Thermique
u	Utile
w	Eau glycolée
$wind$	Vent
$*$	Conditions STC

Abréviations

AM	Masse atmosphérique
ECS	Eau chaude sanitaire
EVA	Ethylène-acétate de vinyle
FF	Facteur de remplissage
Irradiance	Eclairement énergétique sur le panneau
NOCT	Conditions d'opérations normalisées des cellules
OPC	Conditions d'opérations
PAC	Pompe à chaleur
PV	Panneau photovoltaïque
PVT	Panneau solaire hybride
ST	Solaire thermique
STC	Conditions standards de tests

Résumé

Ce rapport de travail de Master a pour objectif de présenter l'étude d'un panneau photovoltaïque nouvelle génération dit « hybride », afin d'apporter une réponse à la problématique du refroidissement des cellules photovoltaïques et d'illustrer les avantages apportés par cette nouvelle technologie.

En premier lieu, une étude de marché a été conduite afin de trouver le panneau PVT le plus performant existant à ce jour, tout en respectant certaines contraintes imposées par le projet. Son installation a ensuite été effectuée au Laboratoire d'Intégrations des Energies Renouvelables à Fribourg dans le but de le tester en conditions réelles. La mesure de performance du panneau a été rendue possible grâce à l'installation d'un système de mesure complet en temps réel, qui fournit toutes les variables nécessaires aux différents calculs de performances.

En outre, un modèle mathématique thermique simplifié a été élaboré grâce à un modèle nodal. Les équations du modèle ont été résolues et intégrées dans le logiciel Matlab dans le but de simuler la production énergétique. Le modèle établi possède une granularité horaire et prend en compte les facteurs principaux de l'environnement pour simuler la production thermique et électrique.
Le modèle a par la suite été comparé aux mesures expérimentales pour permettre la calibration de celui-ci et de cette manière démontrer sa fiabilité. Aujourd'hui, pour la puissance électrique et thermique, ce modèle offre respectivement des incertitudes relatives de 5 % et de 15 %.

En partenariat avec l'entreprise Kaemco, spécialiste dans le milieu du conseil en énergie et physique urbaine, le code Matlab a été implémenté dans son logiciel CitySim. Ce dernier permet de simuler à grande échelle la production énergétique de bâtiments en tenant compte des facteurs environnementaux. Le but de l'implémentation du modèle mathématique PVT consiste à rajouter un mode de production énergétique dans le logiciel afin de pouvoir simuler des quartiers entiers constitués de bâtiments équipés de panneaux hybrides. L'implémentation a été un succès donnant une différence relative de l'ordre de 2 % à 3 % par rapport au code Matlab.

D'autre part, dans le but de la rénovation et de la construction du futur quartier du Bluefactory, le modèle a été appliqué avec pour objectif de comparer trois systèmes énergétiques équipant les futurs bâtiments : le photovoltaïque, le solaire thermique et le photovoltaïque hybride. Les résultats des simulations mettent en évidence une amélioration de la production électrique de l'ordre de 1 % grâce à la technologie de refroidissement et ceci durant les mois les plus chauds de l'année. Cependant, en remplaçant intégralement les panneaux solaires thermiques par du PVT, il est impossible de produire autant d'énergie thermique pour les besoins en eau chaude sanitaire du site.
Afin de valider le refroidissement du panneau, une comparaison entre un PV et un PVT soumis aux mêmes conditions a été analysée. Les conclusions permettent d'affirmer que le PVT produit bel et bien plus durant les mois les plus chauds, mais qu'il est toutefois moins performant lorsque les températures chutent considérablement.

Enfin, le modèle a été extrapolé pour une maison de quatre personnes souhaitant s'équiper en panneaux solaires afin de produire l'énergie thermique nécessaire à leur foyer. Les technologies ST et PVT ont été comparées. Les résultats montrent qu'il est tout à fait concevable de coupler des panneaux PVT avec une PAC air/eau afin de répondre aux besoins énergétiques, mais que l'aspect économique du projet est alors moins avantageux.

Mots clés : photovoltaïque, énergie solaire, solaire thermique, solaire hybride, modèle mathématique PVT, simulation numérique, mesures, performances.

« Chacun de nous peut apporter des changements dans la façon dont nous vivons nos vies et faire partie de la solution ».

Al Gore

Introduction

La pollution terrestre ne cesse d'augmenter et avec elle les conséquences désastreuses du réchauffement climatique qu'elle entraîne. Pourtant, l'activité humaine ne s'embarrasse que trop peu des limites en ressources d'énergies fossiles présentes sur notre planète, qui s'épuisent de jour en jour, et qui, consommées à l'échelle actuelle, sont largement responsables de la pollution atmosphérique.

Malgré cet état de fait, la croissance démographique rapide des pays émergents et le mode de vie de la tranche la plus privilégiée de la population réclament des besoins énergétiques toujours plus importants. S'il semble aujourd'hui inconcevable d'attendre de la population mondiale qu'elle revienne à une consommation raisonnable dans un délai adéquat, l'intégration des énergies renouvelables dans nos sociétés apparait indispensable à la réalisation des objectifs fixés par la communauté internationale en matière de limitation du réchauffement climatique.

Parmi elles, l'énergie solaire, inépuisable à l'échelle humaine, pourrait se révéler comme une panacée du domaine écologique.

En Suisse, la stratégie énergétique 2050 proposée par le Conseil Fédéral et acceptée par les citoyens (nouvelle Loi sur l'Energie), a pour but de promouvoir la production des énergies renouvelables afin de réduire la dépendance aux énergies fossiles. Aujourd'hui, le secteur du bâtiment consomme une importante partie de l'énergie primaire en Suisse (près de 50 % (OFEN, consulté en mai 2018)), si bien que l'efficience énergétique dans ce milieu s'avère indispensable. Cette efficience s'inscrit dans plusieurs démarches telles que l'utilisation rationnelle et intelligente de l'énergie et l'amélioration du rendement des technologies productives d'énergie au sein du bâtiment, plus particulièrement des modules solaires.

A ce jour, les capteurs photovoltaïques observent un rendement de l'ordre de 15 % à 20 % dans des conditions standards (STC) et voient ce rendement diminuer significativement lorsque la température des cellules solaires augmente. Cette décroissance de rendement est de l'ordre de 4 % pour une augmentation de 10°C des cellules (soit $0.4[\%\,.°\mathrm{C}^{-1}]$). Pour parer à cette baisse, le panneau hybride (PVT) a fait son apparition. Il est équipé d'un système de refroidissement des cellules grâce à un fluide caloporteur. Ce nouveau type de panneau devrait permettre d'assurer la continuité de son rendement optimal et même de l'améliorer (DualSun, consulté en février 2018).

Les panneaux hybrides comptent de nombreux avantages : suivant leur technologie de refroidissement (à air ou à eau) ils combinent deux types d'énergies au sein d'un même module, à savoir la production d'électricité et la production de chaleur. La production d'électricité est assurée par des cellules photovoltaïques en face avant du module, alors que la production de chaleur est assurée grâce à un échangeur thermique placé sur la face arrière du panneau.

C'est dans ce cadre que s'inscrit ce projet de master en partenariat avec le Laboratoire d'Intégration des Energies Renouvelables de l'institut ENERGY de la Haute Ecole d'Ingénierie et d'Architecture de Fribourg. Son but est d'installer un panneau PVT afin d'effectuer des mesures de performances et par la suite de les simuler grâce à un modèle mathématique thermique. Lorsque le modèle mathématique sera validé et calibré par rapport aux mesures de performance, il sera intégré dans le logiciel « CitySim » de l'entreprise Kaemco spécialisé dans le conseil en énergie et physique urbaine. L'objectif final du projet sera alors d'offrir la possibilité de simuler la production énergétique de bâtiments équipés de panneaux PVT tout en tenant compte à la fois des besoins des occupants et des paramètres environnementaux.

De nombreuses études ont été effectuées sur les panneaux hybrides photovoltaïques/thermiques qu'ils soient à refroidissement liquide ou à refroidissement à air. Les premières recherches sur le sujet ont débuté dans les années 1970 par (Kern & Russell, 1978) qui décrivent les concepts afin d'utiliser de l'eau ou de l'air comme fluide caloporteur. C'est ensuite (Hendrie, 1979) qui a évalué les performances thermiques et électriques d'un collecteur solaire et qui en établi une corrélation avec la théorie.

En se basant sur plusieurs simulations sur ordinateur, (Cox & Raghuraman, 1985) explorent les différentes possibilités de conception d'un collecteur PVT refroidi par air, afin d'augmenter l'absorbance solaire et de réduire l'émittance infrarouge. En 1994, (Prakash, 1994) développe un modèle mathématique basé sur les équations de

la conservation de l'énergie dans le but de prédire les performances d'un panneau PVT et de comparer celui-ci à un panneau conventionnel photovoltaïque. Deux années plus tard, (Sopian, et al., 1996) développent également un modèle mathématique afin de pronostiquer les performances d'un capteur PVT à air à passe unique et à double passe. Les conclusions démontrent que le second offre des performances meilleures de l'ordre de 4 % à 8 % selon les conditions de test. D'autres modèles mathématiques ont été développés comme celui de (Garg & Adhikari, 1997) dans le but de comprendre quel paramètre influence les performances d'un panneau PVT et de trouver un compromis entre l'aspect économique et la meilleure conception.

Concernant les modules PVT refroidis à eau, l'étude de (Bergene & Lovvilk, 1995) montre une analyse physique détaillée afin de prédire les performances, alors que celle de (Kalogirou, 2001) utilise un logiciel de simulation « TRNSYS » afin de simuler une petite installation PVT avec un stockage d'eau chaude sanitaire. Les résultats de cette simulation établissent que le PVT augmente le rendement de la partie photovoltaïque de 2.8 % à 7.7 % et qu'il couvre 49 % des besoins d'eau chaude sanitaire pour un foyer. La viabilité d'un projet comportant un système de stockage d'eau chaude sanitaire par l'intermédiaire d'une installation PVT par rapport à un chauffe classique a également été démontrée par (Huang, et al., 2001).

Des modèles de simulations 1D, 2D et 3D pour le PVT refroidi à eau ont été développés par (Zondag, et al., 2002) tout comme des modèles CFD (Computational Fluid Dynamics) (A.Khelifa, et al., 2015).

L'intégration de plusieurs modules PVT au sein d'un bâtiment (BIPVT) a été étudiée par (Anderson, et al., 2009). L'intégration des panneaux conduirait à des économies sur certains matériaux tels que l'isolant placé à l'arrière de l'échangeur. Une comparaison entre les systèmes photovoltaïques intégrés aux bâtiments (BIPV) et le BIPVT a été effectuée par (M.Debbarma, et al., 2017) qui décrit le potentiel de cette nouvelle technologie au sein des bâtiments. Une analyse de coût du cycle de vie de la configuration BIPVT a été effectuée par (B.Agrawal & Tiwai, 2010) sur la base d'un modèle thermodynamique et montre que l'efficience énergétique est de 33.54 % et que le coût du kWh dans cette configuration est de 0.1009 $US.

D'autres études plus récentes ont été publiées, (A.Khelifa, et al., 2016) démontre par une analyse CFD que la température des cellules du PVT diminue de 15 % à 20 % par rapport à un panneau photovoltaïque conventionnel. L'étude de (Slimani, et al., 2017) teste plusieurs panneaux PVT à refroidissement à air (simple passage d'air, double passage d'air) les résultats numériques montrent que le meilleur d'entre eux offre une efficience énergétique globale de 74 %.

Un projet combinant des panneaux PVT (M.Rommel, et al., 2015) avec des sondes géothermiques et des pompes à chaleur a vu le jour en Suisse dans le quartier d'Oberfeld à Ostermundigen près de Berne. Les panneaux servent ainsi à préchauffer l'eau chaude sanitaire et à apporter de la chaleur aux sondes géothermiques. Les conclusions de cette étude laissent apparaitre que le gain électrique du PVT dans cette configuration sur l'année est de 4 % et que l'énergie de préchauffage est de $270\ [\mathrm{kWh.m^{-2}}]$.

Concernant les cycles de vie du produit, une étude de (Tripanagnostopoulos, et al., 2005) sur les modules photovoltaïques et de modules PV/T a été effectuée à l'université de Rome. Les conclusions de cette publication démontrent les avantages du PV/T par rapport au traditionnel photovoltaïque en termes d'économie, le prix de retour sur l'investissement peut être diminué jusqu'à 50 % grâce à la chaleur produite par le PVT.

Dans le chapitre suivant, les différentes technologies du marché vont être passée en revue afin de connaitre leurs avantages et leurs inconvénients.

Les différentes technologies actuelles sur le marché

Actuellement, sur le marché sont présentes deux grandes catégories de panneaux solaires portant la dénomination « hybride ».

- Les panneaux hybrides « aérovoltaïques » : ils permettent d'augmenter le rendement des cellules photovoltaïques en faisant circuler de l'air sous celles-ci afin de les refroidir. L'air chaud récupéré peut être utilisé comme appoint en chauffage dans une habitation ou être utilisé dans un cycle thermodynamique.
- Les panneaux hybrides « à circulation de fluide » : avec cette technologie, le refroidissement des cellules photovoltaïques s'effectue en faisant circuler un fluide caloporteur (mélange de propylène glycol qui fait office d'antigel et d'eau distillée). Grâce au réchauffement du liquide caloporteur, il est possible de l'utiliser pour faire de l'eau chaude sanitaire (ECS) ou encore de l'utiliser dans un cycle thermodynamique tel que celui qu'utilise une pompe à chaleur (PAC).

1.1.1. Les panneaux hybrides aérovoltaïques

Parmi les panneaux hybrides aérovoltaïques, il existe différentes conceptions, à savoir :

- Sans vitre sur la face avant, simple flux d'air
- Avec une vitre, simple flux d'air
- Avec une double vitre, simple flux d'air
- Avec une vitre et un double passage d'air au-dessus et en-dessous des cellules

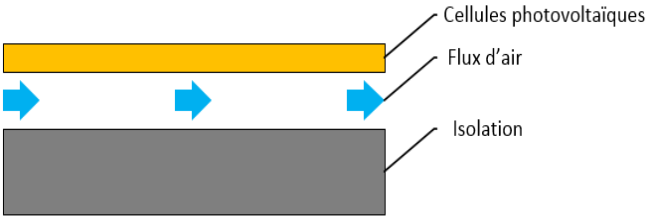


Figure 1 : PVT à air sans vitre

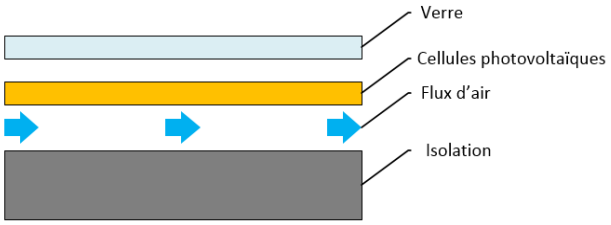


Figure 2 : PVT à air avec vitre

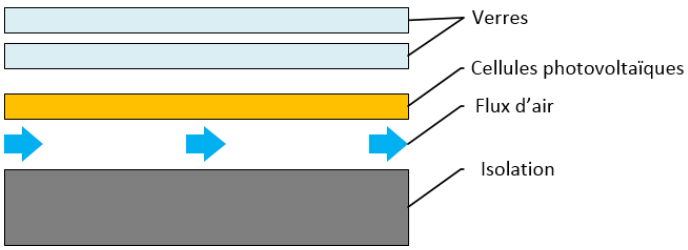


Figure 3 : PVT à air avec double vitre

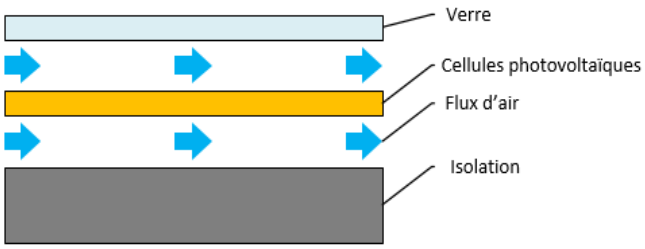


Figure 4 : PVT à air avec vitre et double flux

Ces panneaux ont l'avantage d'être moins onéreux que les panneaux hybrides à refroidissement liquide, leur construction est plus simple (moins de contraintes mécaniques) et le risque d'endommagement des cellules est moins élevé. Le principal inconvénient par rapport à l'hydraulique réside dans le fait que la capacité thermique de l'air est environ 4 fois inférieure à celle de l'eau et que le transfert thermique est moins efficace dû au fait que la densité massique et la conductivité thermique de l'air est très inférieure à celle de l'eau. Le transfert de chaleur à débit égal est donc moins efficace.

1.1.2. Les panneaux hybrides hydrauliques

Parmi les panneaux hybrides hydrauliques, il existe différentes conceptions (Figure 5-7), à savoir :

- Avec vitre et simple passage d'eau en-dessous des cellules avec un absorbeur à tube
- Sans vitre
- Simple passage d'eau au-dessus des cellules

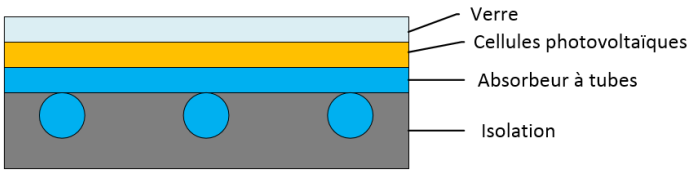


Figure 5 : PVT hydraulique à simple vitre et absorbeur à tubes

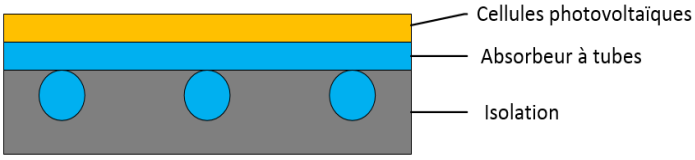


Figure 6 : PVT hydraulique sans vitre et absorbeur à tubes

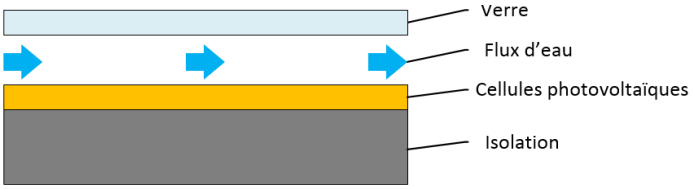


Figure 7 : PVT hydraulique avec passage de l'eau au-dessus des cellules

Concernant les absorbeurs, plusieurs conceptions ont été élaborées ces dernières années :

- Des absorbeurs à irrigation par tube en forme de serpentin (Figure 8a) ou de harpe (Figure 8b)
- Des absorbeurs à irrigation avec la technologie « FracTherm » (Figure 8c)
- Des absorbeurs à irrigation totale

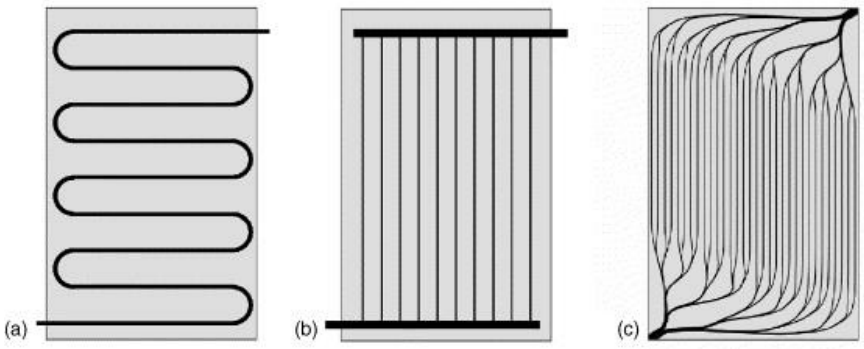


Figure 8 : différents types d'absorbeurs, tiré de (Tüber, et al., 2004)

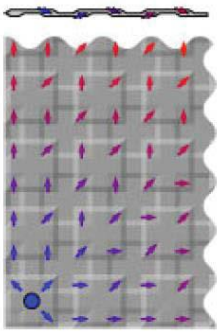


Figure 9 : absorbeur à irrigation totale, tiré de (Bony, 2017)

Les absorbeurs à tubes et à serpentins sont des conceptions classiques qui présentent des désavantages tels que des pertes de charge élevées ou un amoindrissement de la surface irriguée, tandis que les absorbeurs de la Figure 9 ont une surface d'irrigation quasi-totale (98 %), ce qui contribue à un meilleur échange de chaleur.

La technologie hybride à refroidissement à eau avec simple passage a été retenu pour la suite du projet car elle offre les meilleures performances. Le choix du panneau PVT hydraulique ainsi que son installation sont décrit dans le chapitre suivant.

1.2. Description de l'installation du laboratoire

Le panneau PVT va être installé au laboratoire d'intégration des énergies renouvelables (LIER) qui est situé au Bluefactory à Fribourg.

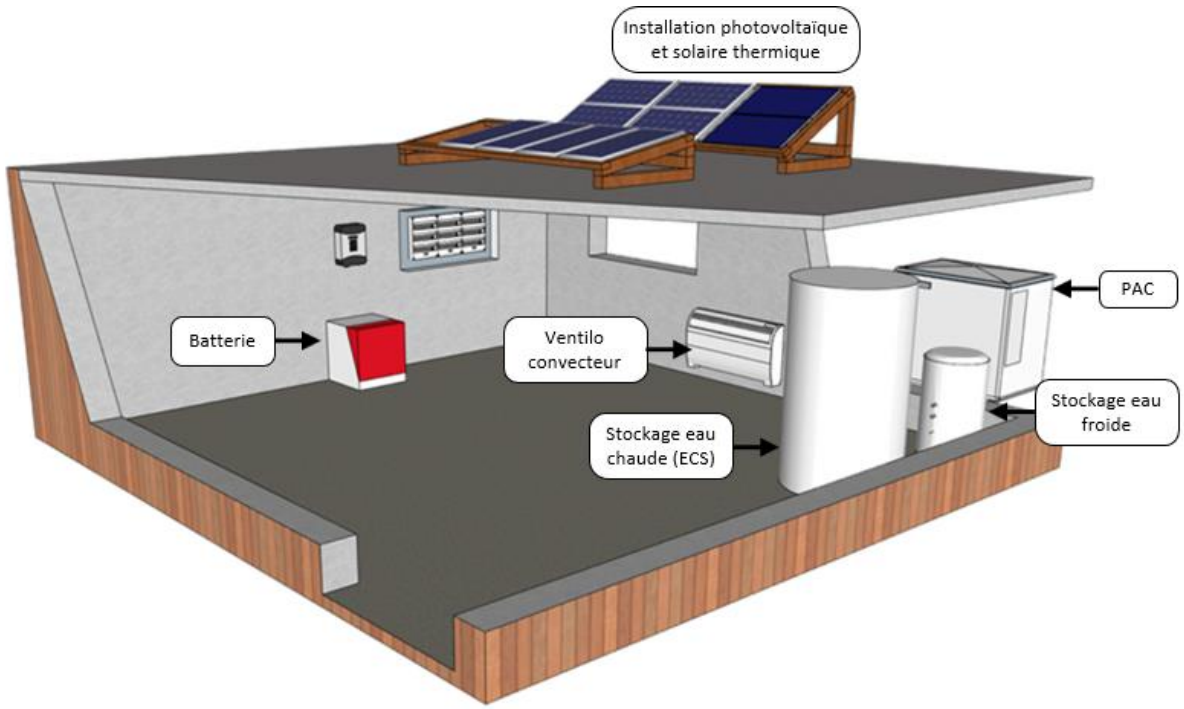


Figure 10 : représentation du laboratoire LIER en vue isométrique, tiré de (M.Boesiger, consulté en avril 2018)

Dans ce laboratoire, l'installation actuelle comporte les éléments suivants :

- Des panneaux solaires thermiques (trois Megaslate de 606 [Wp] de chez Meyer Burger)
- Des panneaux solaires photovoltaïques
- Des micro-onduleurs SunnyBoy 240
- Une pompe à chaleur air/eau réversible
- Un ventilo-convecteur
- Un stockage d'eau chaude sanitaire de 560 [L] (ECS)
- Un stockage d'eau froide pour la PAC de 207 [L]
- Une batterie Li-Ion NMC d'une capacité de 120 [Ah]
- Une station météo KNX qui comprends un capteur de température ainsi qu'un anémomètre
- Un système de stockage de donnée dans un centre de donnée sur internet (BBdata)
- Des régulateurs, des pompes pour que le tout fonctionne en harmonie

Le but de ce laboratoire est d'étudier, d'optimiser, d'intégrer les énergies renouvelables et d'expérimenter leurs moyens de stockage de façon intelligente par rapport à des consommateurs d'énergie.

L'installation du nouveau module hybride doit s'intégrer à l'installation actuelle avec les contraintes suivantes :

- Le dimensionnement de la pompe solaire thermique
- Le dimensionnement du vase d'expansion

- Le dimensionnement du ballon de stockage d'eau chaude afin qu'il ne sature pas lors de forte chaleur
- La compatibilité du module avec le micro-onduleur disponible
- La place sur le châssis du toit du laboratoire

Le schéma ci-dessous (Figure 11) représente l'installation thermique de façon simplifiée. Seuls les éléments principaux sont représentés afin de bénéficier d'une représentation claire et globale de l'installation.

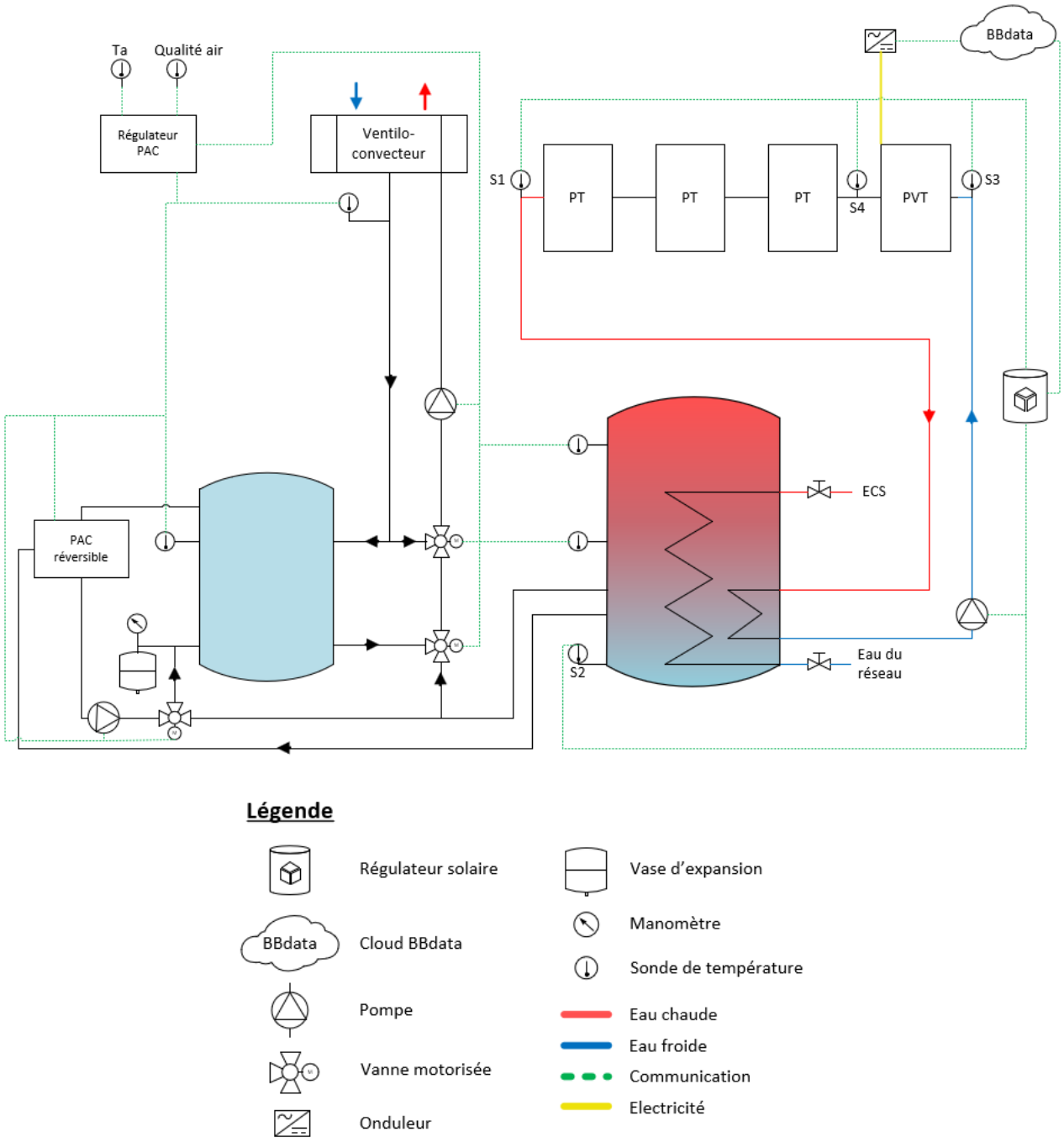


Figure 11 : schéma de l'installation thermique, mars 2018

Le panneau PVT a été placé en série et en amont des autres panneaux solaires thermiques afin qu'il ne soit pas perturbé par les autres modules.

Concernant la partie thermique pour le PVT, l'installation comporte les éléments suivants :

- Deux sondes de température ont été installées dans des doigts de gants en entrée (S3) et en sortie du module (S4)
- La pompe solaire assure le débit du fluide caloporteur dans tout le circuit solaire
- Un ballon de stockage d'ECS comportant deux échangeurs internes assure le stockage de l'eau chaude. Un premier échangeur de chaleur se situe en bas de cuve et est relié au circuit du solaire thermique. Le deuxième échangeur sert aux applications d'eau chaude sanitaire.
- Le régulateur solaire assure la gestion des différents éléments. Il est connecté à une plateforme internet qui permet de récupérer les valeurs des différentes sondes connectées sur celle-ci.

Concernant la partie électrique, un micro-onduleur est directement connecté au panneau qui est lui-même connecté à un module à multiple entrées permettant la lecture des données sur une plateforme internet. L'installation électrique est reliée seulement sur une phase du réseau électrique.

Voici quelques photographies de l'installation :



Figure 12 : vue d'ensemble de l'installation



Figure 13 : régulateur solaire Delta Sol

Sur la Figure 12, on observe les deux cuves de stockage d'eau. Celle de droite (avec l'isolation grise) est le stockage d'eau chaude sanitaire qui contient l'échangeur de chaleur du circuit solaire thermique alors que celle de gauche sert au stockage d'eau froide pour la PAC. On aperçoit également le vase d'expansion du circuit solaire de couleur rouge. Sur la Figure 13, on observe le régulateur solaire où sont branchées les différentes sondes de température (S1, S2, S3, S4).

Ci-dessous (Figure 14), une vue d'ensemble du toit du laboratoire. Cette vue d'ensemble met en évidence les modules solaires thermiques, ainsi qu'en premier plan des modules photovoltaïques de nouvelles générations qui sont expérimentés. Le nouveau module PVT installé sur la structure de bois est entouré en rouge sur la Figure 14.

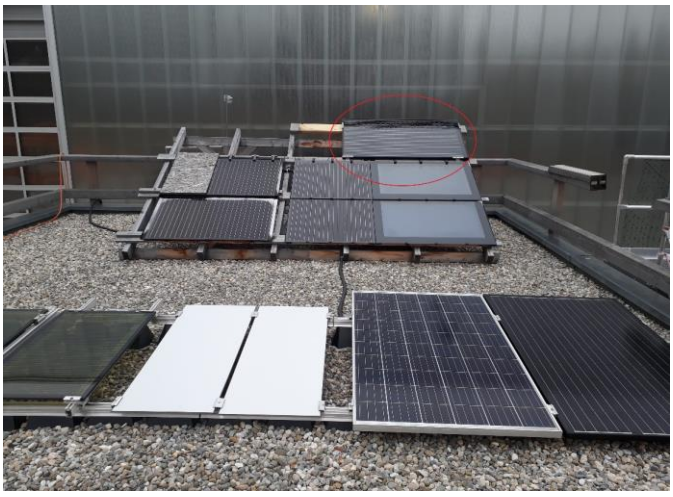


Figure 14 : vue d'ensemble du toit du LIER

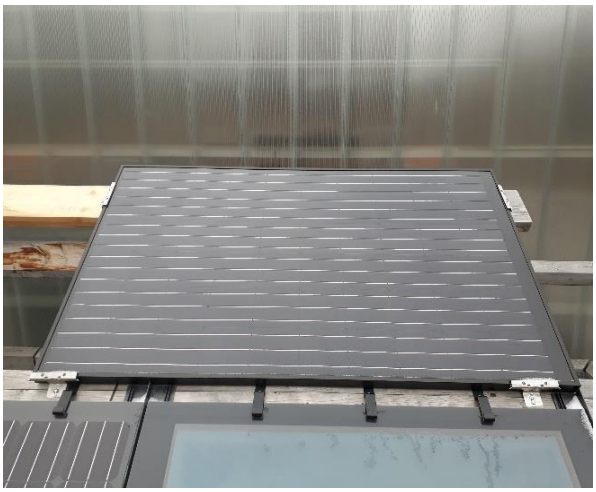


Figure 15 : module PVT DualSun Wave

Concernant la situation géographique, le panneau est installé sur une structure en bois ayant un angle d'inclinaison de $\beta = 30°$ et son azimut par rapport à la position de référence (Sud, $\gamma = 0°$) est de $\gamma = -10°$.

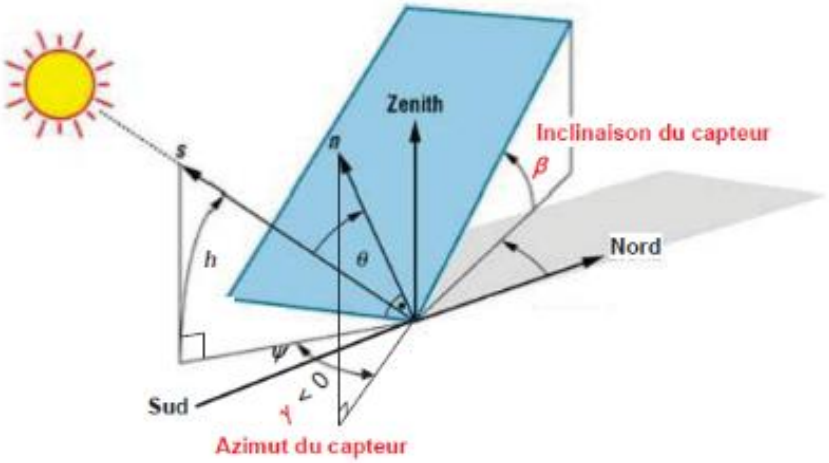


Figure 16 : schéma de la situation géographique du module, tiré de (Bony, 2017)

En observant la Figure 17, l'angle d'inclinaison optimal pour un ensoleillement maximal par année est d'environ $\beta = 35°$. Pour du solaire thermique en utilisation d'eau chaude sanitaire, l'angle d'inclinaison optimal sera de $\beta = 60°$ puisque la production d'eau chaude sanitaire est plus importante en hiver lorsque le soleil est plus bas par rapport à l'horizon.

Dans le cas du PVT, un bon compromis se situe entre les 30° et 40° d'inclinaison afin d'avoir une production d'électricité performante en été et d'avoir une production d'eau chaude sanitaire raisonnable durant l'hiver.

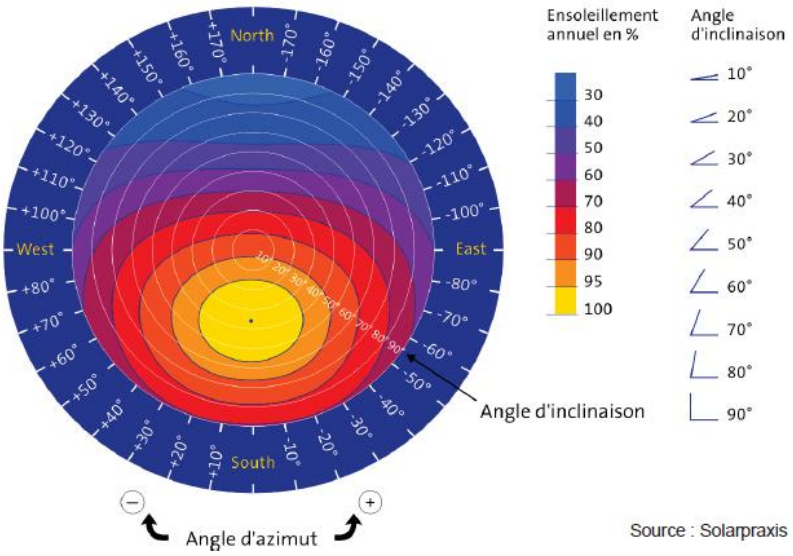


Figure 17 : angle d'inclinaison optimal par rapport à la situation géographique, tiré de (Solarpraxis, consulté en mars 2018)

1.3. Choix du panneau PVT

Les critères de sélection pour le panneau PVT sont les suivants :

- Les performances électriques et thermiques (les plus élevées du marché)
- Le prix d'un module (le plus faible possible)
- Le lieu de fabrication (le plus proche du site de l'installation, pour minimiser l'énergie grise)
- Le respect des contraintes de l'installation actuelle (puissance de l'onduleur, dimensionnement du stockage d'eau chaude sanitaire etc…)

Etant une technologie relativement récente, les fabricants de panneaux PVT sont encore peu nombreux à proposer cette technologie. À la suite de recherches, trois modules vont être comparés :

- Le module « Hybrid 280/900 Sky » du fabricant Meyer Burger
- Le module « Volther powervolt » du fabricant Solimpeks
- Le module « Wave » du fabricant DualSun

Afin de choisir le panneau PVT le plus adapté, les performances, le prix et le respect des contraintes de l'installation actuelle ont été comparées. Les résultats sont visibles dans le Tableau 1.

Comparaison des panneaux cités ci-dessus :

	Hybrid (Meyer Burger)	Powervolt (Solimpeks)	Wave (DualSun)
Puissance électrique [Wp]	280	200	250
Rendement électrique [%]	17.4	15.08	15.4
Puissance thermique [W]	900	630	912
Prix [CHF]	1500	1400	1600
Prix pour 1 [W] (électrique/thermique confondus)	1.27	1.69	1.38
Lieu de fabrication	Chine	Turquie	France
Respect des contraintes de l'installation	Non	Oui	Oui

Tableau 1 : comparaison des différents panneaux PVT

Le premier module de chez Meyer Burger a une puissance électrique trop élevée pour l'onduleur disponible (SunnyBoy 240) pour le raccordement du nouveau PVT, le choix doit donc être fait entre les deux autres modules.

Le choix final s'est porté sur le modèle Wave de chez DualSun parce qu'il offre de meilleures performances électriques et thermiques par rapport au Powervolt de chez Solimpeks.

Deux autres critères ont permis de guider ce choix, le premier étant celui du lieu de conception et de fabrication du panneau. En effet, le Wave a été conçu et fabriqué en France alors le Powervolt appartient à une grande entreprise turque déjà leader au niveau mondial dans le solaire thermique. Ce choix contribue donc au développement des énergies renouvelables et des entreprises en plein développement qui tentent de se faire une place dans ce domaine. Le deuxième critère est celui de l'accès à l'information sur les matériaux qui composent le panneau ainsi que sa structure. Le fabricant DualSun est très ouvert à toutes questions et a mis à disposition beaucoup d'informations sur son site internet concernant les matériaux qui constituent le module. Le modèle de simulation étant basé sur ces informations, cela constitue un avantage appréciable.

Pour des raisons de sécurité, la pose du panneau a été effectuée par le fournisseur d'électricité du canton de Fribourg (Groupe E). Ce fournisseur a également géré tous les travaux du laboratoire et connaît donc parfaitement l'installation actuelle.

Après une étude de faisabilité de leur part, la pompe solaire est suffisamment puissante pour rajouter un module, le vase d'expansion doit être remplacé par un plus grand, le micro-onduleur est compatible avec la puissance crête électrique du module, la place sur le châssis du toit est assez grande et la saturation du ballon d'eau chaude sera gérée manuellement en déchargeant directement l'eau chaude sanitaire grâce à une vanne en cas de forte chaleur durant l'été.

1.4. Présentation du panneau PVT Wave du fabricant DualSun

Le panneau Wave est composé de la manière suivante :

- Une couche de verre solaire
- Une couche d'éthylène-acétate de vinyle (EVA)
- Les cellules photovoltaïques
- Une nouvelle couche d'EVA
- Un isolant en Tedlar (blacksheet)
- Un échangeur thermique à irrigation totale

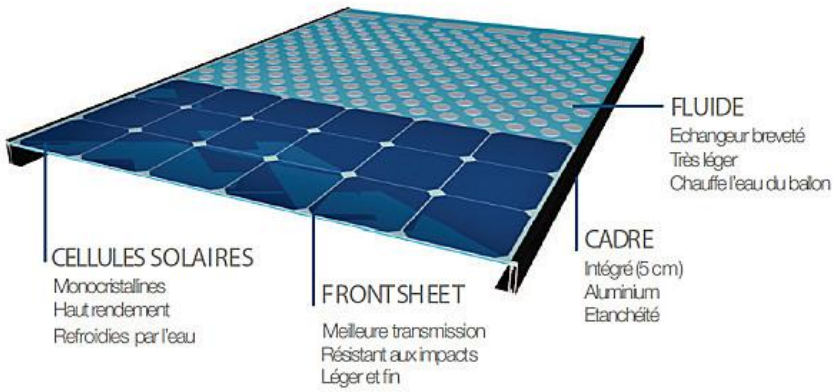


Figure 18 : principaux composants du panneau Wave, tiré de (DualSun, consulté en février 2018)

Dans le cas du projet, le module ne possède pas d'isolant sur sa face arrière afin de favoriser l'évacuation de la chaleur ainsi que le refroidissement des cellules. Toutefois, celui-ci est disponible en option chez DualSun pour celui qui souhaitera favoriser la puissance thermique.

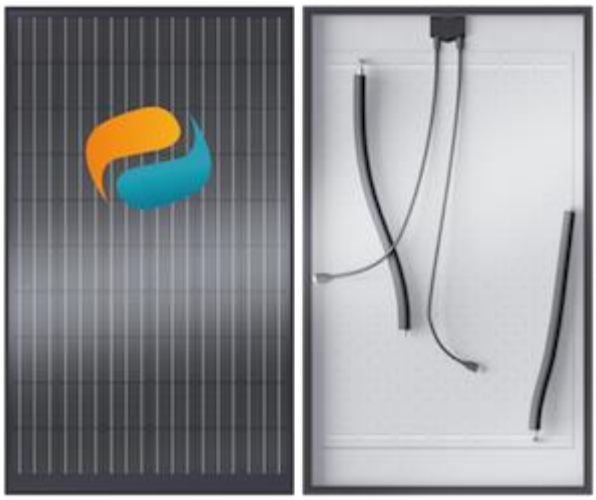


Figure 19 : vue de face et vue arrière du panneau Wave, tiré de (DualSun, consulté en février 2018)

Le constructeur DualSun promet un gain énergétique total de 2 à 4 fois supérieur par rapport à un panneau photovoltaïque de conception classique (voir Figure 20). Sur la Figure 20, le gain sur le photovoltaïque est représenté en orange alors que le gain thermique est représenté en bleu. Combinant les deux technologies dans un même module, le gain énergétique est forcément supérieur à une conception classique photovoltaïque ou solaire thermique.

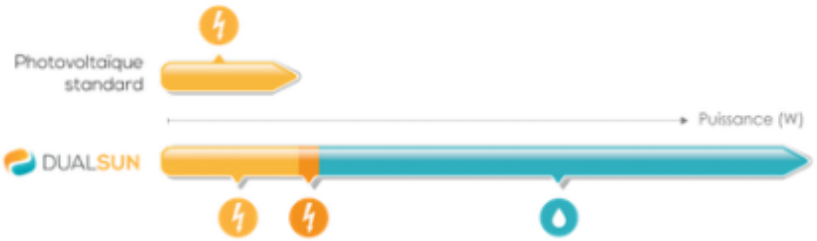


Figure 20 : gain d'énergie par rapport au photovoltaïque, tiré de (DualSun, consulté en février 2018)

Les valeurs sur les performances thermiques et électriques sont fournies par le constructeur et sont visibles sur la Figure 21 ci-dessous. Les tests ont été effectués dans les conditions standards de test (STC, $\mathrm{Ta} = 25\ [°\mathrm{C}]$ et $\mathrm{G} = 1000\ [\mathrm{W.m^{-2}}]$). L'observation de ce graphique permet de mettre en évidence que plus on augmente la température de fonctionnement, plus les performances thermiques baissent de manière drastique. En effet, plus la température d'entrée dans le collecteur est élevée, plus la différence de température entre l'entrée et la sortie de l'absorbeur diminue ce qui a directement des conséquences sur la puissance thermique. L'utilisation du panneau Wave est donc plus intéressante dans des applications à un niveau de température de fonctionnement plus bas. La puissance électrique quant à elle baisse légèrement de l'ordre de $0.44\ [\%\ .°\mathrm{C^{-1}}]$.

Dans le cadre du projet, le panneau Wave sera raccordé à un circuit solaire thermique dans le but de produire de l'eau chaude sanitaire. La puissance sera donc de l'ordre de 374 [W] pour une température de fonctionnement d'environ 50 [°C].

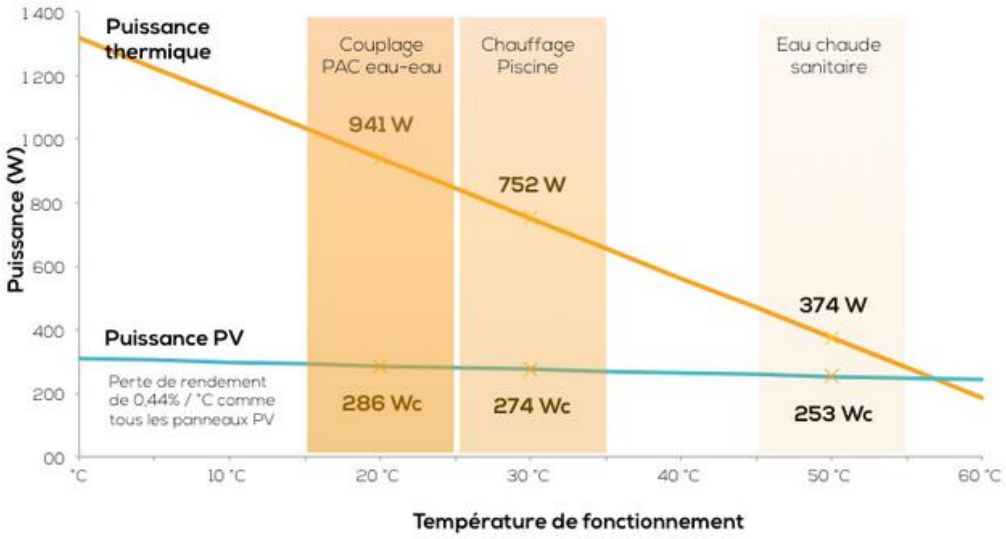


Figure 21 : puissance en fonction de la température tiré de (DualSun, consulté en février 2018)

La particularité de ce module PVT réside dans la conception de son absorbeur/échangeur thermique qui est breveté par DualSun. En effet, celui-ci utilise la technologie d'irrigation totale (et non un échangeur thermique à tubes comme c'est souvent le cas). Il est construit de la façon suivante : ce sont deux plaques d'inox ferritique (ZE sur la Figure 22) qui ont des dômes emboutis (pièce n°20 sur la Figure 22) directement dans la plaque d'inox. Le procédé de fabrication (laminage et matriçage) est donc peu coûteux et plus rapide par rapport à un échangeur thermique à tube qui nécessite plus d'étapes de fabrication (soudure de certains éléments, cintrage des tubes, etc…).

Ces dômes ont trois fonctions principales :

- Créer un régime turbulent du fluide caloporteur dans l'échangeur et ainsi favoriser l'échange thermique
- Uniformiser l'écoulement du fluide à l'arrière du module
- La partie supérieure des dômes est en contact avec les cellules photovoltaïques et permet leur refroidissement

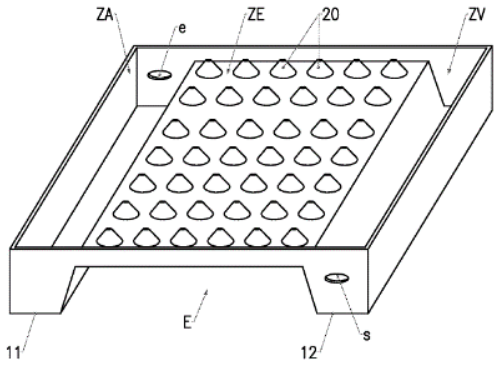


Figure 22 : schéma de l'échangeur thermique, vue isométrique, tiré du brevet (J.Mouterde L.Brottier, Mai 2012)

Le fluide caloporteur rentre par l'orifice « e » de la Figure 22, parcourt l'échangeur en contournant les dômes et finit par ressortir par l'orifice « s ».

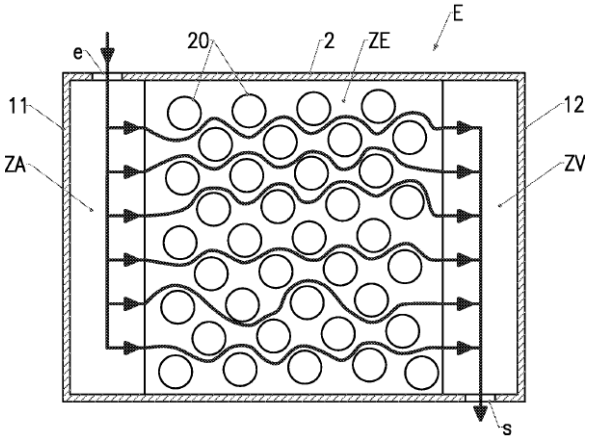


Figure 23 : schéma de l'échangeur thermique, vue du dessus, tiré du brevet (J.Mouterde L.Brottier, Mai 2012)

Le refroidissement des cellules photovoltaïques devrait ainsi être amélioré grâce à ce meilleur échange thermique entre les cellules et le fluide caloporteur.

1.5. Eléments pour la mesure de performance

Afin de calculer les performances du panneau PVT, il est nécessaire de connaitre les données suivantes :

- La température d'entrée et de sortie du fluide dans le module
- Le débit du fluide caloporteur circulant dans le circuit solaire
- La température ambiante extérieure
- La vitesse du vent
- L'irradiance globale que reçoit le module
- La puissance électrique

1.5.1. Température du fluide

Pour mesurer la température d'entrée et de sortie du fluide (respectivement les sondes de températures S3 et S4 du schéma) deux sondes de type « Pt 1000 » compatibles avec le régulateur solaire actuel ont été installées à l'entrée et à la sortie du circuit hydraulique dans des doigts de gants.



Figure 24 : Sonde de température sur l'installation

Les sondes de température ont été achetées chez Siemens, leur plage de mesure s'étends de -30°C à +130°C. La courbe caractéristique de ces sondes est une relation linéaire entre la résistance et la température :

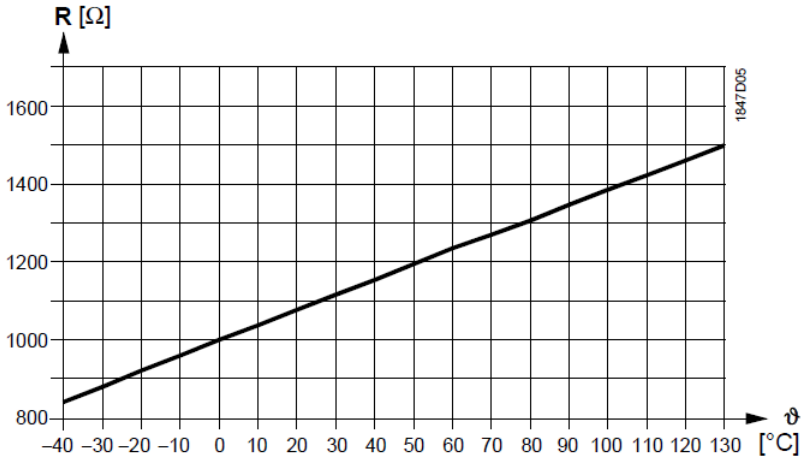


Figure 25 : courbe caractéristique de la sonde Pt1000, tiré de (Siemens, consulté en mars 2018)

Avec R la résistance en Ohm et ϑ la température en degrés Celsius.

1.5.2. Débit du fluide

L'installation ne possède pas de débitmètre qui permettrait de lire directement la valeur du débit. Pour avoir une mesure du débit, une interprétation de la puissance thermique instantanée qui est mesurée par le régulateur solaire est nécessaire.

Grâce à ce régulateur solaire il est donc possible de connaitre la puissance instantanée des panneaux thermiques définie par :

$$P_{th} = \dot{m}\, Cp\, \Delta T \tag{1}$$

Avec :

P_{th} La puissance thermique instantanée en $[\mathrm{W}]$

$\dot{m}$ Le débit massique en $[\mathrm{kg.s^{-1}}]$

Cp La chaleur massique de l'eau glycolée en $[\mathrm{J.kg^{-1}.K^{-1}}]$

ΔT La différence de température en $[\mathrm{K}]$

C'est à partir de cette relation que le débit massique va être calculé avec l'équation (2) :

$$\dot{m} = \frac{P_{th}}{Cp\, \Delta T} \tag{2}$$

1.5.3. Station météo : température extérieure, vitesse du vent

La température extérieure et la vitesse du vent sont mesurées grâce à une sonde de température placée à l'extérieur du bâtiment ainsi qu'un anémomètre placé sur le toit du laboratoire. La station météo est gérée par un réseau de domotique KNX.



Figure 26 : station météo KNX avec l'anémomètre

1.5.4. Eclairement énergétique sur le module : irradiance

Le système de domotique KNX est déjà présent dans le laboratoire et il est possible d'extraire les données sur le serveur « BBdata ». Le choix du pyranomètre s'est donc naturellement porté sur le modèle « KNX PY ». Ce pyranomètre mesure le rayonnement global (direct et diffus) qui est capté comme source de chaleur. La mesure de l'irradiance peut être programmée dans deux unités : en $[\mathrm{W.m^{-2}}]$ ou en $[\mathrm{kWh.m^{-2}}]$. Pour la mesure de performance du panneau PVT le montage du pyranomètre doit se faire avec la même inclinaison que le module ($\beta = 30°$) afin que l'éclairement global mesuré soit le même que celui reçu par le module. Pour cela, l'achat d'un bras articulé a été choisi afin de pouvoir régler l'angle d'inclinaison voulu avec précision.

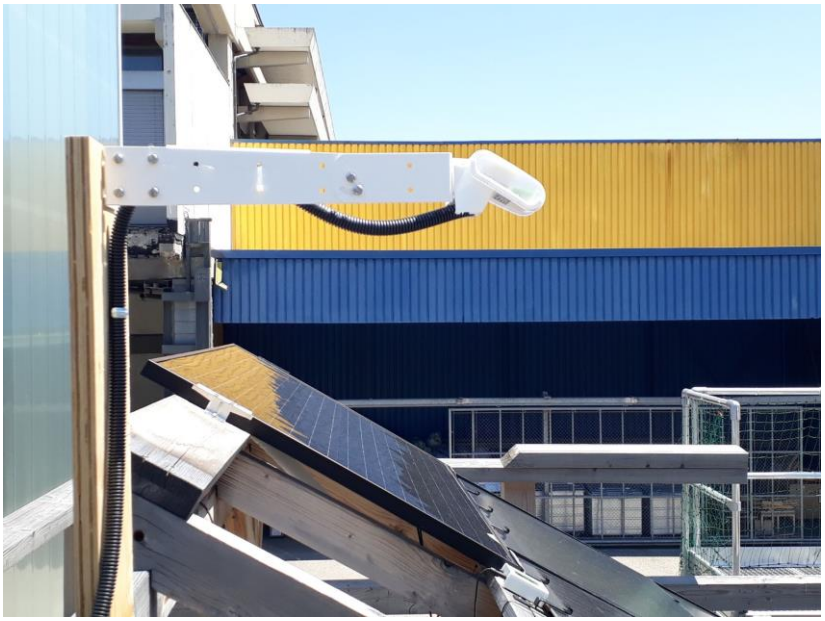


Figure 27 : pyranomètre KNX PY

Les données techniques du KNX PY sont les suivantes :

- Plage de mesure : 0 à 2500 $[\mathrm{W.m^{-2}}]$
- Résolution : 5 $[\mathrm{W.m^{-2}}]$
- Précision : $\pm$ $15[\%]$ de la valeur de mesure à plus de 150 $[\mathrm{W.m^{-2}}]$

1.5.5. Onduleur : puissance électrique

Pour mesurer les performances électriques du panneau, un micro-onduleur mesure directement le courant et la tension produit par le module. L'onduleur en question est un « Sunny Boy 240 » du fabricant SMA. Celui-ci est relié à un module « Sunny Multigate » qui raccorde tous les onduleurs de l'installation photovoltaïque. Ce module permet d'injecter l'électricité produite sur le réseau, mais aussi de consulter la production électrique sur un portail web en direct (voir Figure 28).

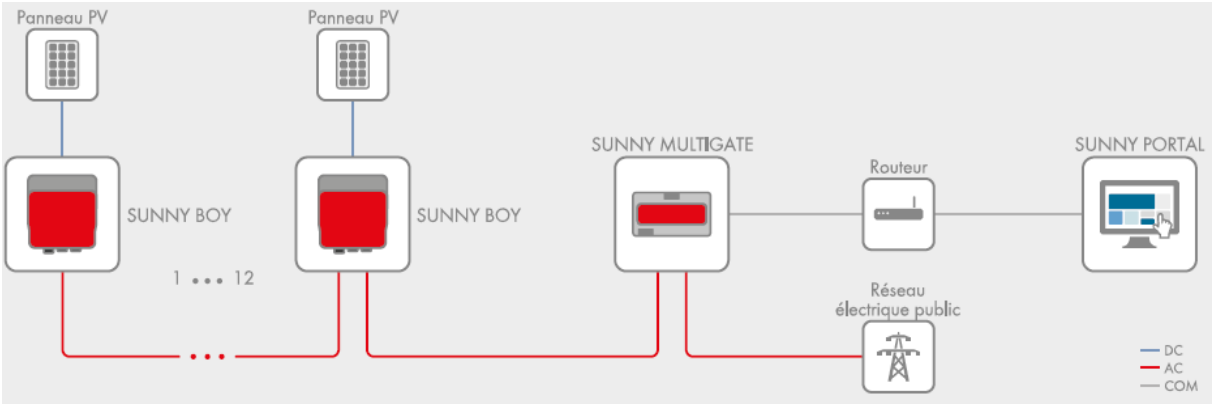


Figure 28 : schéma de principe de la mesure de la puissance électrique, tiré de (SMA, consulté en mars 2018)

La mesure de la performance électrique se fait alors directement à partir du site https://www.sunnyportal.com, lequel permet l'accès à la production journalière du PVT. Les données sont directement exploitables sur le portail ou alors téléchargeables en fichier Excel.

1.5.6. Incertitudes

- **Température : sonde Pt100 :**

La courbe de précision est la suivante :

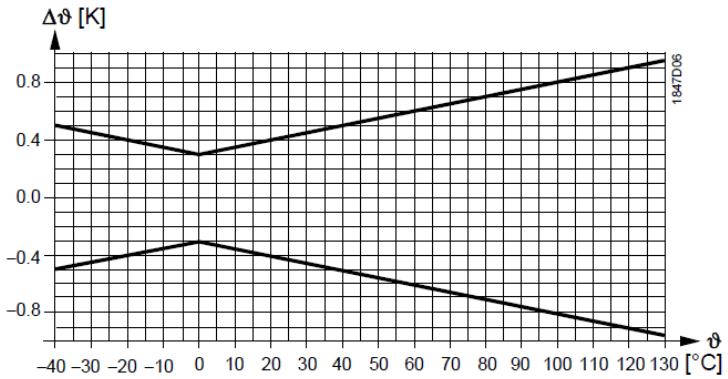


Figure 29 : courbe de la précision de la sonde Pt1000, tiré de (Siemens, consulté en mars 2018)

Avec $\Delta\vartheta$ la différence de température en Kelvin, ϑ la température en degrés Celsius.

En observant la courbe de la Figure 29 :

- A $0[°C]$ on a une précision de $\pm 0{,}001$ [°C]
- A $100[°C]$ on a une précision de $\pm 0{,}0029$ [°C]

Dans le cas le plus défavorable, l'incertitude absolue sur la température est alors :

$$\Delta T = 0.003 \text{ [°C]} \tag{3}$$

- **Débit :**

Le débit est calculé à partir de mesure de la puissance instantanée :

$\dot{m} = \frac{\dot{P}_{mesurée}}{Cp\ \Delta T}$ pour simplifier l'écriture : $\dot{m} = \frac{\dot{P}_{mesurée}}{Cp\ T}$ (4)

Pour obtenir l'incertitude absolue sur le débit, la méthode de la différentielle totale est utilisée :

$$\Delta\dot{m} = \left|\frac{\Delta\dot{P}_{mesurée}}{T\ Cp}\right| + \left|\frac{-\dot{P}_{mesurée}}{T^2\ Cp}\right| \Delta T \tag{5}$$

Considérons : $\Delta\dot{P}_{mesurée} = 0.001$ [W], $\Delta T = 0.003$ [°C], $\dot{P}_{mesurée} = 800$ [W], $T = 20$ [°C], la capacité calorifique constante : $Cp = 3800\ [\mathrm{J.kg^{-1}.K^{-1}}]$, $\dot{m} = 0.001\ [\mathrm{kg.s^{-1}}]$

L'incertitude absolue sur le débit calculée est :

$$\Delta\dot{m} = 1.6\,.\,10^{-6}\ [\mathrm{kg.s^{-1}}] \tag{6}$$

- **Pyranomètre :**

D'après les données constructeur, la précision absolue pour un rayonnement total d'une journée est de :

$$\Delta G = \pm\ 15\ [\%] \tag{7}$$

- **Puissance thermique :**

La puissance thermique est définie par (J.Kaempf, THÈSE NO 4548 (2009)):

$$P_{th} = A_m\left[\eta_o.\,G_{eff} - b_1.\,(T_m - T_a) - b_2.\,(T_m - T_a)^2\right] \tag{8}$$

Avec : $A_m = 1.58 \pm 0.01[\mathrm{m^2}]$; $\eta_o = 0.578 \pm 0.001\ [-]$; $G_{eff} = 800 \pm 120$ [W] ; $b_1 = 14.84 \pm 0.001\left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K}}\right]$; $T_m = 20 \pm 0.01$ [°C] ; $T_a = 15 \pm 0.01$[°C] ; $b_2 = 0\left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K^2}}\right]$

Grâce à la méthode de la différentielle totale le résultat est :

$$\Delta P_{th} = \left|\frac{\partial P_{th}}{\partial A_m}\right|\Delta A_m + \left|\frac{\partial P_{th}}{\partial \eta_o}\right|\Delta\eta_o + \left|\frac{\partial P_{th}}{\partial G_{eff}}\right|\Delta G_{eff} + \left|\frac{\partial P_{th}}{\partial b_1}\right|\Delta b_1 + \left|\frac{\partial P_{th}}{\partial T_m}\right|\Delta T_m + \left|\frac{\partial P_{th}}{\partial T_a}\right|\Delta T_a \tag{9}$$

$$\Delta P_{th} = 113.7 \text{ [W]} \tag{10}$$

Donc l'incertitude relative dans ce cas est :

$$\frac{\Delta P_{th}}{P_{th}} = 18.5\ [\%] \tag{11}$$

- **Puissance électrique :**

D'après le constructeur « SMA », la puissance électrique a une incertitude absolue de :

$$\Delta\dot{P}_{él} = 0.1 \text{ [W]} \tag{12}$$

1.6. Equations principales

1.6.1. Partie électrique

Concernant la partie électrique les équations principales sont décrites ci-dessous (W.Beckman J.Duffie, 2013) :

La puissance électrique est :

$$P_{mpp} = \frac{P^*}{G^*} . G_{eff} . \mu_{mpp} \tag{13}$$

Avec le rendement des cellules photovoltaïques en fonction de la température de celle-ci :

$$\mu_{mpp} = 1 - [T_{cell} - T^*_{cell}]\mu P_{mpp} \tag{14}$$

Le courant de court-circuit en fonction de la température est défini par :

$$I_{sc} = \frac{I^*_{sc}}{G^*} . G_{eff} . [1 - \frac{dI_{sc}}{dT} . (T_{cell} - T^*_{cell})] \tag{15}$$

La tension de circuit ouvert en fonction de la température est définie par :

$$V_{oc} = V^*_{oc} - (T_{cell} - T^*_{cell}) . (N_{cell} . \frac{dU}{dT}) \tag{16}$$

Le facteur de remplissage (Fill factor, FF) représente le ratio de la puissance maximale donnée par le constructeur sur la puissance maximale théorique, ce ratio est toujours inférieur à 1 :

$$FF = \frac{V_{mpp} . I_{mpp}}{V_{oc} . I_{sc}} \tag{17}$$

Le rendement électrique est défini par :

$$\eta_{él} = \frac{P_{mpp}}{G\ A} \tag{18}$$

Les panneaux photovoltaïques sont testés dans des conditions standards (STC), afin de certifier leur performance et de pouvoir comparer deux modèles distincts. Les conditions normalisées de fonctionnement sont les suivantes :

1. Conditions STC (Standard Test Conditions) :

$$G^* = 1000\ [\mathrm{W.m^{-2}}]$$
$$AM = 1{,}5$$
$$T^*_{cell} = 25\ [°\mathrm{C}]$$

2. Conditions d'opération nominale de la température de cellule NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) :

$$T_{a,NOCT} = 20\ [°\mathrm{C}]$$
$$G_{NOCT} = 800\ \ [\mathrm{W.m^{-2}}]$$

1.6.2. Partie thermique

Concernant la partie thermique les équations principales sont les suivantes (J.Kaempf, THÈSE NO 4548 (2009)):
La puissance thermique du module :

$$P_{th} = A_m\left[\eta_o . G_{eff} - b_1 . (T_m - T_a) - b_2 . (T_m - T_a)^2\right] \quad (19)$$

Avec :

b_1 : coefficient de premier ordre de perte de chaleur $\left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K}}\right]$

b_2 : coefficient de deuxième ordre de perte de chaleur $\left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K^2}}\right]$

η_o : rendement optique $[-]$

$\overline{T_m} = \frac{T_{out}+T_{in}}{2}$: température moyenne du fluide circulant dans l'absorbeur $[\mathrm{K}]$

T_a : température ambiante $[\mathrm{K}]$

1.7. Caractérisation électrique de l'installation

1.7.1. Théorie

La puissance électrique délivrée par le panneau PVT dépend de la tension et du courant, mais aussi des propriétés physiques du module ainsi que les conditions météorologiques. Afin de pouvoir comparer l'efficacité électrique de plusieurs modules photovoltaïques, il convient de comparer la courbe de la caractéristique électrique de la cellule ou du module qui est tracée grâce aux données constructeur qui ont été obtenues dans des conditions de tests standardisées (STC).

La courbe caractéristique électrique d'une cellule est représentée par la courbe : $\mathrm{I} = \mathrm{f(U)}$ et à partir de celle-ci on peut obtenir la courbe $\mathrm{P} = \mathrm{f(U)}$ visibles ci-dessous.

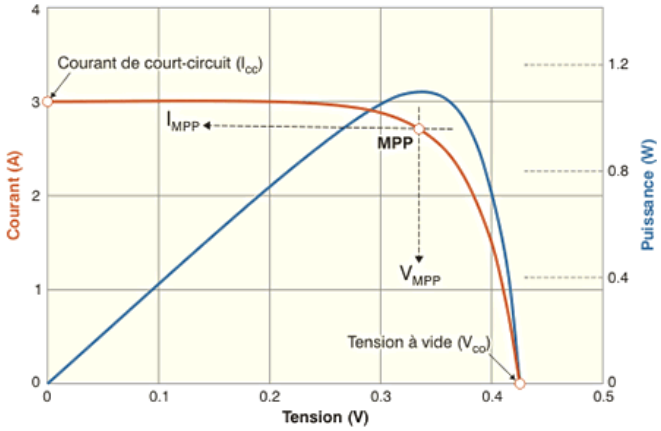


Figure 30 : courbe caractéristique U-I d'une cellule, tirée de (Energie plus, consulté en avril 2018)

Ces courbes sont tracées grâce aux caractéristiques physiques suivantes :

- $\mathbf{I_{sc}}$ Représente le courant de court-circuit.
- $\mathbf{V_{oc}}$ Représente la tension à vide.
- $\mathbf{I_{mpp}}$ Représente le courant maximal de puissance
- $\mathbf{V_{mpp}}$ Représente la tension maximale de puissance
- **MPP** (Maximum Power Point) représente le point de la puissance maximale qui est l'intersection des droite $\mathrm{I_{MPP}}$ et $\mathrm{V_{MPP}}$.

Le panneau Wave possède les caractéristiques électriques suivantes :

Paramètres électriques aux conditions STC	Valeur	Unité
Nominal output, P^*	250	[Wp]
Voltage, V_{mpp}	30.7	[V]
Courant, I_{mpp}	8.15	[A]
Voltage de circuit ouvert, V^*_{oc}	38.5	[V]
Courant de court-circuit, I^*_{sc}	8.55	[A]

Tableau 2 : caractéristiques électriques du module Wave

Deux principaux paramètres ont une grande influence sur cette courbe caractéristique :

- L'éclairement énergétique sur le panneau
- La température des cellules photovoltaïques

Ci-dessous deux graphiques (Figure 31 et Figure 32) montrent ces influences :

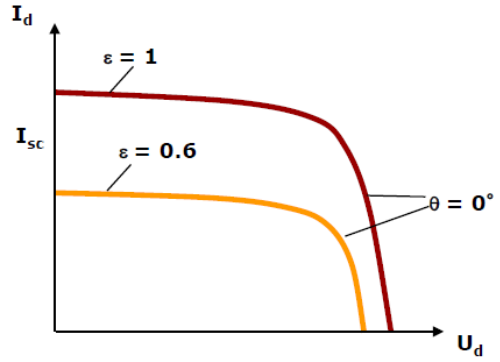


Figure 31 : influence de l'irradiance sur la courbe U-I, tiré de (L.Bossoney, 2017)

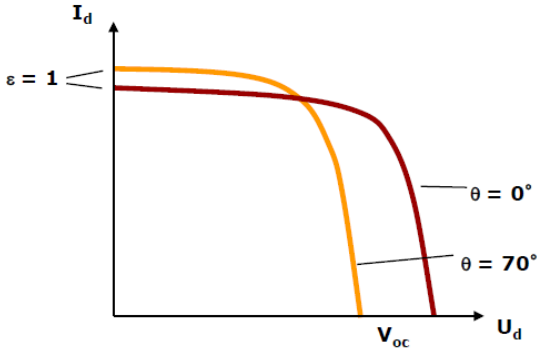


Figure 32 : influence de la température sur la courbe U-I, tiré de (L.Bossoney, 2017)

La grandeur ε représente l'éclairement énergétique relatif, il influence linéairement le courant de court-circuit. La grandeur θ représente la température de fonctionnement des cellules qui influence principalement la tension à vide.

1.7.2. Mesures de la caractéristique U-I

Les mesures des caractéristiques électriques vont s'effectuer grâce à des instruments de mesure développés par la société « HT instruments ».

Le matériel à disposition est le suivant :

- L'appareil de mesure principal « I-V 500W Curve Tracer » sur lequel d'autres modules viennent se brancher
- L'enregistreur de données « Solar 02 »
- La cellule de référence « HT304N »
- Une sonde de température PT300N
- Divers câbles afin de faciliter le branchement avec l'onduleur

Dans un premier temps, il convient de configurer l'appareil principal « IV 500W » en renseignant les caractéristiques électriques du module (voir Tableau 2) données par le constructeur. Dans un second temps, il faut connecter les divers modules entre eux et s'assurer que la communication par radiofréquence s'établit correctement.

L'enregistreur de données « Solar 02 » est une unité à distance sur lequel est connecté la sonde de température et de rayonnement. Elle est capable de communiquer grâce à une connexion radiofréquence à l'unité centrale pour lui envoyer les données nécessaires à la mesure (température ambiante, température du module et rayonnement).

La cellule de référence comporte deux choix pour la technologie de cellule solaire, multicristallin ou monocristallin. Lors du branchement il est nécessaire de bien veiller à sélectionner la technologie adéquate correspondant au module étudié. Dans notre cas, ce sont des cellules monocristallines. Cette cellule de référence sera positionnée sur le côté du panneau de manière parallèle afin d'avoir le même angle d'inclinaison et de mesurer le rayonnement global que reçoit le panneau. Sa plage de mesure est de 50 à 1400 $[\mathrm{W.m^{-2}}]$ avec une précision de $\pm 3\ \%$.

Plusieurs types de mesures sont réalisables avec l'appareil :

- Des mesures d'efficience de l'installation en prenant en compte l'onduleur afin d'obtenir les paramètres électriques coté DC et AC de l'inverseur.
- Le traçage de la caractéristique électrique U-I décrit au paragraphe précédent.

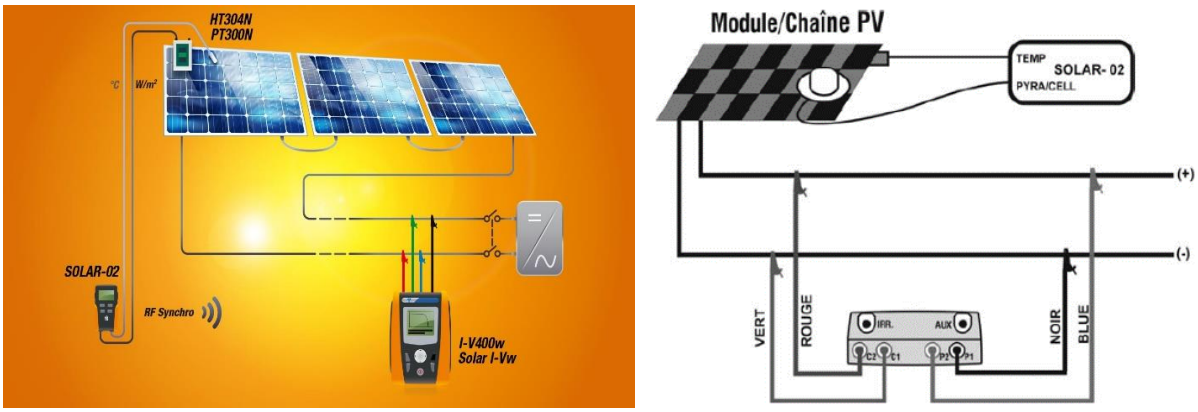


Figure 33 : schéma du branchement de l'appareil de mesure, tiré de (HT-instruments, consulté en mars 2018)

Sur la Figure 33 est présenté le schéma de câblage des différents appareils afin de tracer la caractéristique électrique du module. Sur le pôle positif de panneau viennent se brancher les connections P2 et C2 alors que sur le pôle négatif vient se brancher les connections C1 et P1 de l'appareil principal.

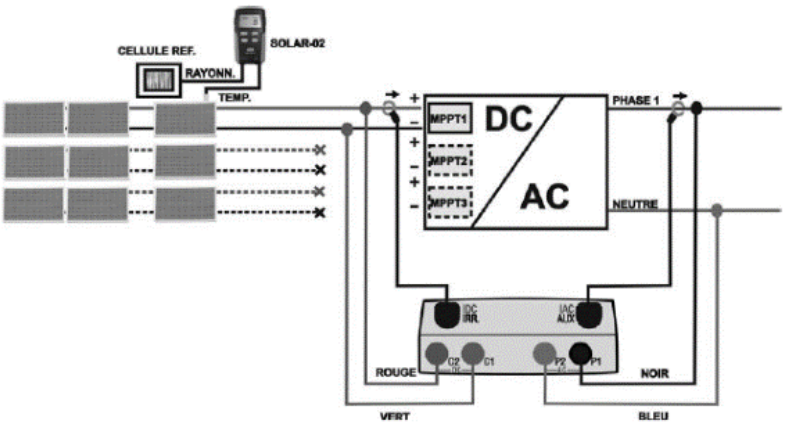


Figure 34 : schéma de branchement pour des mesures d'essai sur une installation monophasée, tiré de (HT-instruments, consulté en mars 2018)

Sur la Figure 34 est présenté le schéma de branchement pour effectuer des mesures d'efficience avec l'onduleur. Les mesures se font en amont et en aval de l'onduleur. Sur le pôle positif viennent se brancher les bornes P2, C2 et une pince ampèremétrique DC, alors que sur le pôle négatif viennent se connecter les bornes C1, P1 ainsi qu'une pince ampèremétrique AC.

Avant d'effectuer une quelconque mesure, la sécurité de l'opérateur exige de mettre hors service le système en agissant sur les interrupteurs en amont et aval de l'onduleur DC/AC.

L'appareil de mesure acquiert des données dans les conditions réelles de fonctionnement du module (OPC=Operating Conditions) puis grâce à un algorithme de calcul, translate ces données dans les conditions standard de test (STC). Ainsi, il sera possible de comparer les données mesurées aux données constructeur qui sont fournies dans les conditions STC.

Les paramètres mesurés par l'instrument sont décrits ci-dessous :

Paramètre	Description
Pmax	Puissance maximale du module mesurée par l'instrument
DPmax	Ecart % de la puissance maxi mesurée de la puissance nominale (STC)
FF	Fill Factor %
$\mathrm{V_{oc}}$	Tension à vide
$\mathrm{V_{mpp}}$	Tension dans le point de puissance maximum
$\mathrm{I_{sc}}$	Courant de court-circuit
$\mathrm{I_{mpp}}$	Courant dans le point de puissance maximum

Tableau 3 : paramètres mesurés tirés de la notice (HT-instruments, consulté en mars 2018)

Les résultats de la mesure de la caractéristique électrique du module sont visibles ci-dessous. Lorsque la mesure est effectuée, l'appareil indique par le symbole « OK* » que le test est validé avec un écart $\mathrm{DPmax} = 1.54\ \%$ sur la puissance nominale maximale mesurée.

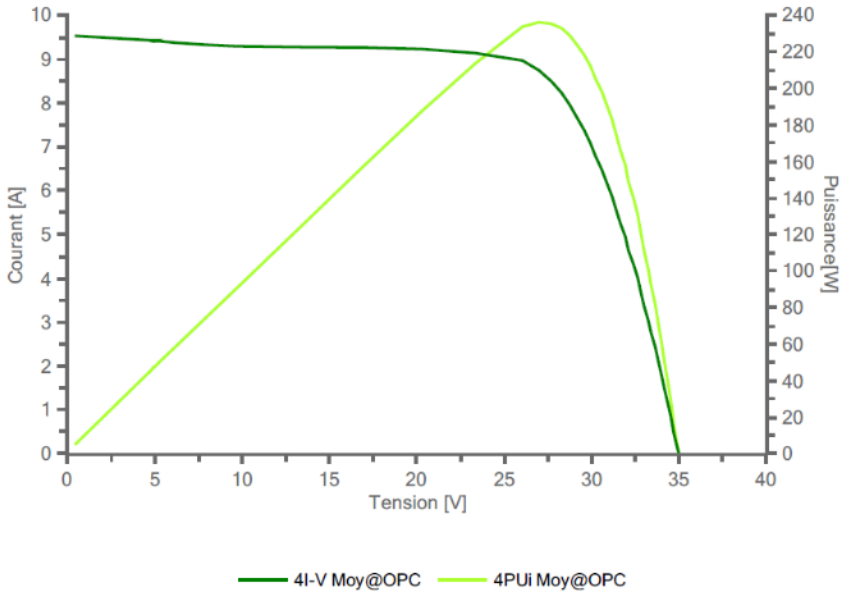


Figure 35 : graphique I-V et de la puissance moyenne aux conditions OPC

Ci-dessus, sur la Figure 35 sont visibles les courbes I-V / P-V dans les conditions réelles de mesures (Operating Condition) qui sont référencées dans le Tableau 4. L'observation permet de démontrer que la puissance atteint un maximum de $235\ [\mathrm{Wp}]$.

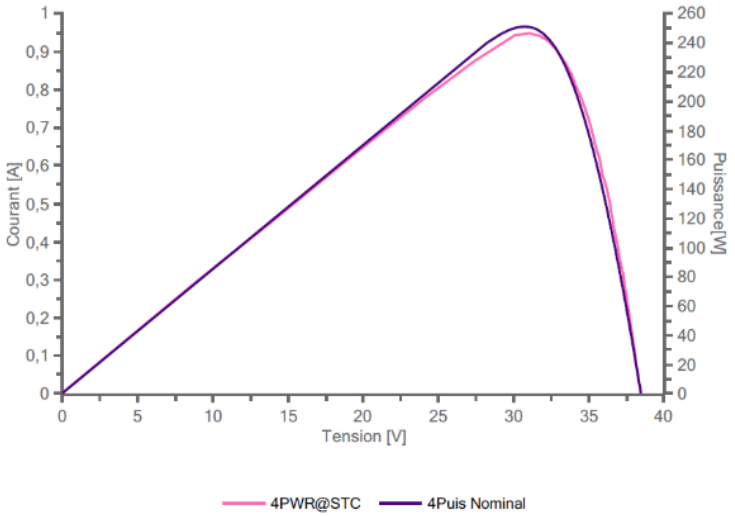


Figure 36 : comparaison des puissances nominales/STC

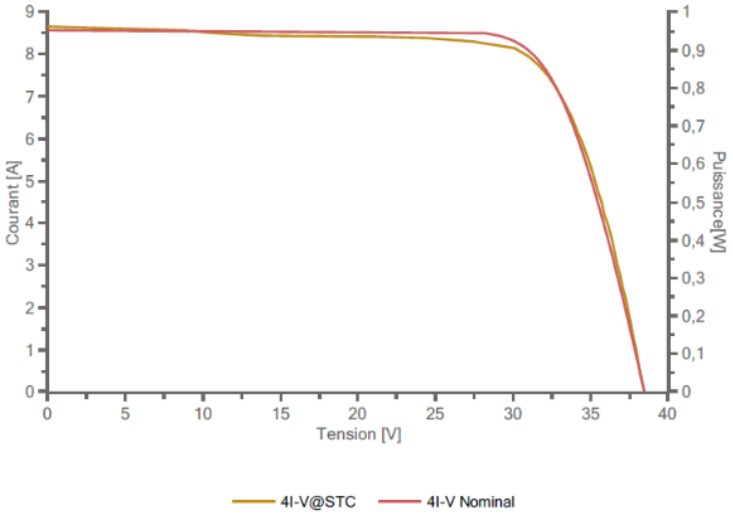


Figure 37 : comparaison de la courbe I-V nominale/STC

La Figure 36 et la Figure 37 illustrent respectivement les courbes P-V et I-V aux conditions STC et nominales. L'observation permet de démontrer que les courbes sont très proches, seul le point MPP est légèrement moins haut pour les conditions STC ce qui est également possible d'observer sur la courbe P-V. En effet la courbe rose est légèrement en dessous de la courbe bleue.

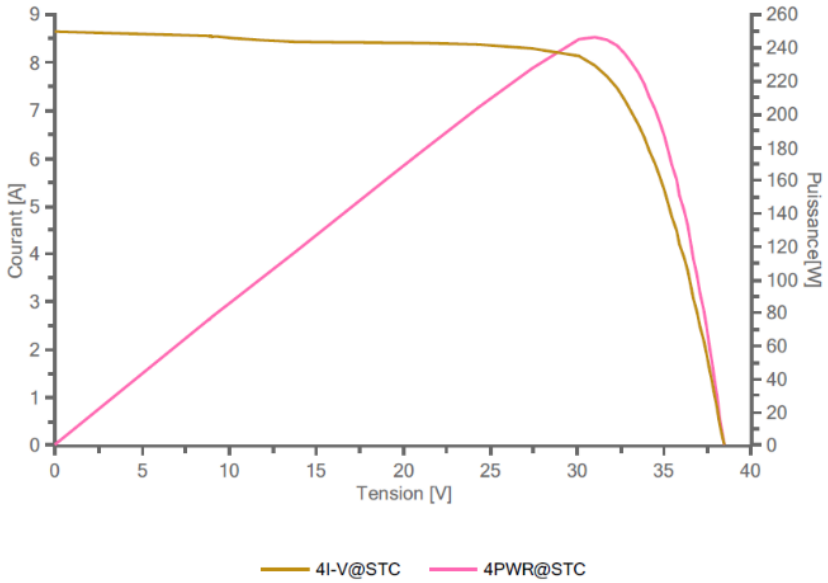


Figure 38 : graphiques aux conditions STC

	Pmax	Voc	Vmpp	Impp	Isc	FF	G	Température module	Alpha	Beta
	[W]	[V]	[V]	[A]	[A]	[%]	[W/m2]	[°C]	[%/°C]	[%/°C]
Mesures OPC	235.83	35.01	27.01	8.73	9.52	71	1084	57.7	0.0481	-0.32
Mesures STC	246.16	38.49	31.06	7.93	8.57	75	1000	25	0.0481	-0.32
Nominal	250	38.5	30.7	8.15	8.55	76	1000	25	0.0481	-0.32
Erreur relative	1.5%	0%	1.2%	2.7%	0.2%	1.3%	-	-	-	-

Tableau 4 : résumé des valeurs des caractéristiques électriques en conditions STC/OPC

Ci-dessus, le Tableau 4 résume les valeurs mesurées dans les conditions réelles (OPC) qui sont retranscrites à des valeurs dans des conditions STC. En calculant l'erreur relative par rapport aux données constructeur, les valeurs n'excèdent pas les 2.7 %. La conclusion est la suivante : le panneau Wave est conforme à ce qu'annonce le constructeur pour la partie électrique et il n'est pas détérioré.

1.8. Performances électriques et thermiques

Pour mesurer la performance du panneau PVT, il est nécessaire de récupérer les mesures des différentes données décrites dans le paragraphe 1.5. L'acquisition de ces différentes grandeurs est résumée dans le schéma ci-dessous. Les données en bleu sont les éléments rajoutés dans le cadre du projet de master par rapport au projet de semestre précédent (B.Vansiliette, 2017).

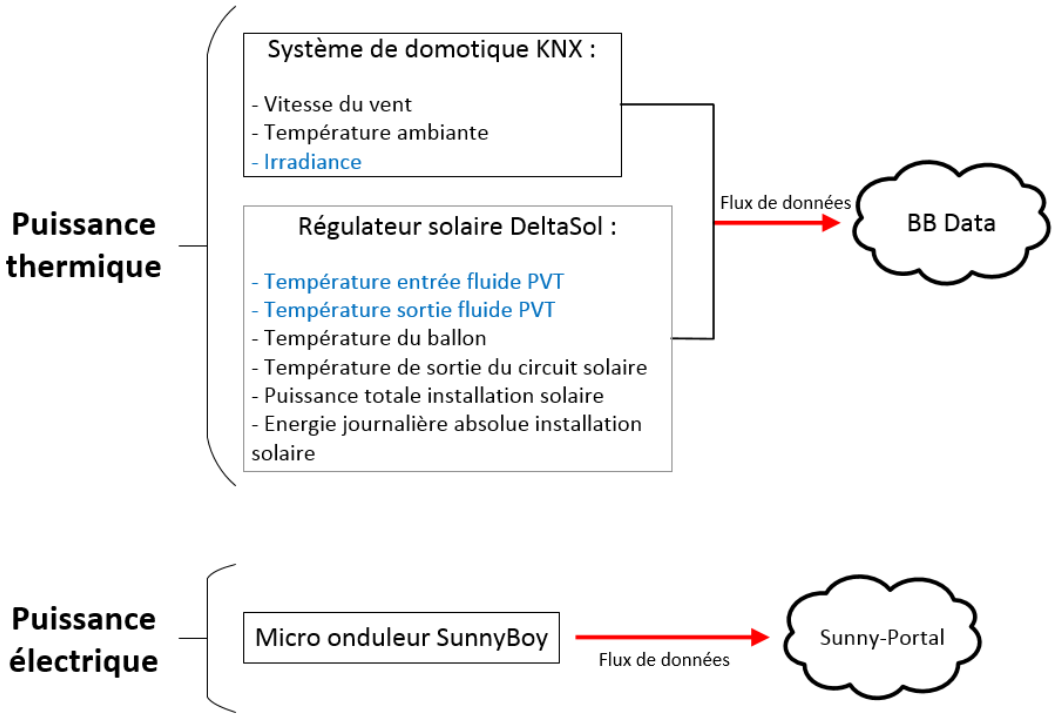


Figure 39 : schéma résumé pour l'acquisition de données

Toutes les variables concernant la partie thermique sont échantillonnées avec un pas de temps de $\Delta t = 1[\mathrm{min}]$ alors que la puissance électrique est échantillonnée avec un pas de temps de $\Delta t = 1[\mathrm{h}]$. Pour calculer la performance du panneau PVT, une granularité horaire est choisie, les données concernant la partie thermique sont moyennées au moyen de tableau croisé dynamique dans Excel.

Ci-dessous un exemple de mesure pour la journée du 17 avril 2018, de gauche à droite les grandeurs suivantes sont mises en évidence :

- Heures de la journée
- Température ambiante
- La vitesse moyenne du vent
- L'irradiance globale reçue par le PVT
- Température de sortie du fluide du ballon d'eau chaude (sonde S2)
- Température d'entrée du fluide dans le PVT (sonde S3)
- Température de sortie du fluide dans le PVT (sonde S4)
- Température de sortie du fluide du circuit solaire (sonde S1)
- Température de sortie du fluide du ballon d'eau chaude (sonde S2)
- Le débit calculé
- La puissance thermique totale de l'installation (solaire thermique et PVT)
- L'énergie thermique totale (depuis l'existence de l'installation) en absolue
- La puissance électrique du PVT
- La puissance thermique du PVT calculée

Heures	Ta [°C]	Vent [m/s]	Irradiance [W/m2]	T ballon [°C]	T_in PVT [°C]	T_out PVT [°C]	T_out PT [°C]	Debit [kg/s]	P_tot [W]	Energie_th [Wh]	P_el_PVT [W]	P_th_PVT [W]
8	12.2	0.00	260	29.4	7.9	8.1	16.8	0.0000	0.0	1425143.0	62	0.0
9	15.5	0.00	580	35.6	18.5	20.4	43.1	0.0163	637.5	1425336.9	125	175.2
10	18.4	0.02	850	39.8	36.2	36.7	51.2	0.0265	1155.3	1426341.3	168	73.2
11	20.6	0.09	1033	41.0	37.5	40.7	52.9	0.0294	1331.5	1427603.7	204	360.7
12	22.6	0.12	1100	40.9	37.0	40.8	53.2	0.0315	1482.7	1429022.6	221	464.9
13	23.8	0.28	1090	41.0	36.8	41.3	53.4	0.0315	1485.9	1430514.7	225	532.5
14	24.7	0.40	1020	41.0	36.2	40.7	52.9	0.0293	1328.1	1431942.4	206	494.6
15	25.4	0.39	915	40.5	35.1	39.8	52.1	0.0278	1224.7	1433226.0	182	487.7
16	25.5	0.31	700	39.4	33.4	37.4	50.4	0.0248	1041.5	1434368.8	141	373.0
17	24.9	0.33	360	37.2	31.1	33.1	46.4	0.0209	737.5	1435281.6	81	161.7
18	22.7	0.23	135	34.5	28.5	27.5	36.8	0.0066	146.8	1435740.9	30	0.6

Tableau 5 : exemple de mesure pour une journée, le 17 avril 2018

Les puissances thermiques et électriques ainsi que l'irradiance sont ensuite tracées en fonction de l'heure de la journée.

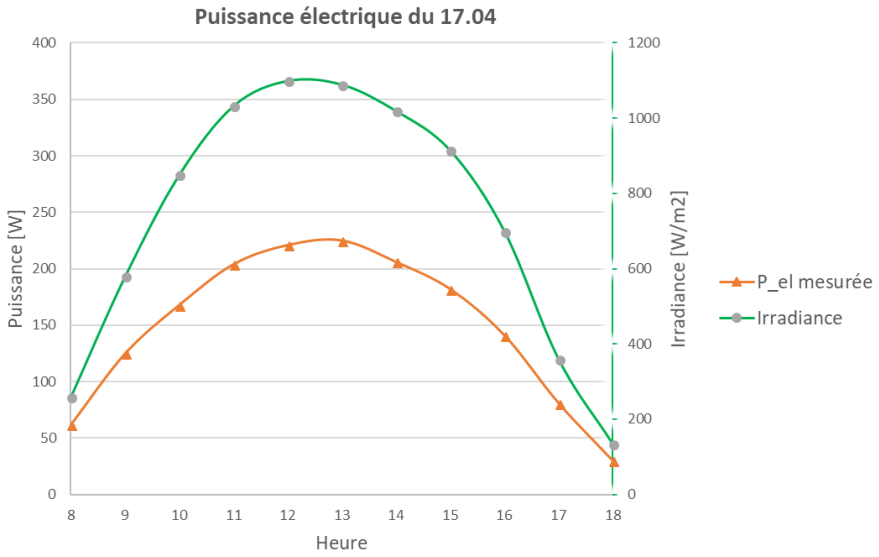


Figure 40 : puissance électrique en fonction de l'heure, le 17 avril 2018

La puissance électrique est maximale lorsque l'irradiance atteint les $1100\ [\mathrm{W.m^{-2}}]$. Le rendement électrique calculé pour cette journée est en moyenne de 13 %. Pour rappel, le rendement électrique annoncé par le constructeur dans les conditions STC est de 15.4 %.

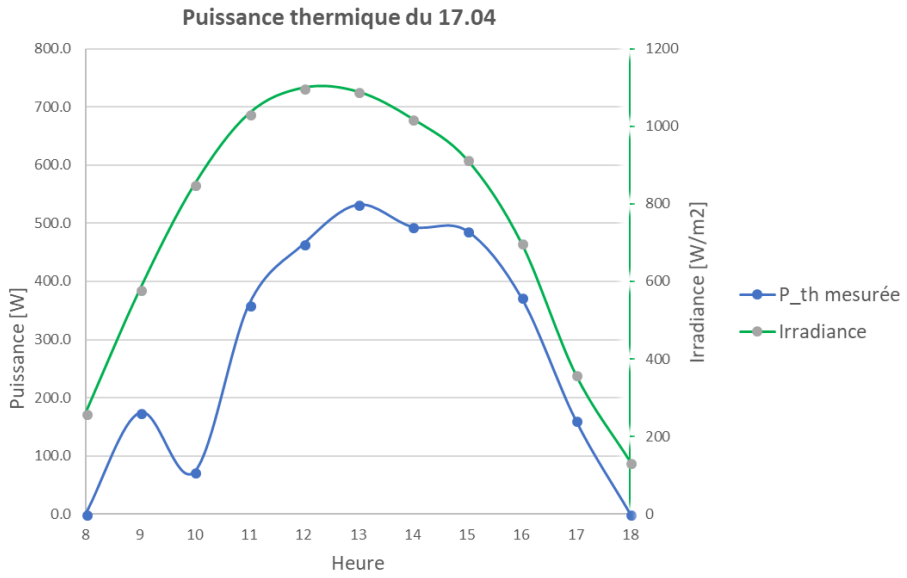


Figure 41 : puissance thermique en fonction de l'heure, le 17 avril 2018

Le rendement thermique pour cette journée du 17 avril avoisine les 21 %. En observant la variation de la température du ballon sur la Figure 42 ci-dessous, la variation de puissance de 10 heures peut s'expliquer par la montée en température du ballon qui passe de 35°C à 40°C ce qui entraine une augmentation de la température d'entrée du fluide dans le PVT (passe de 20°C à 36°C). En effet, la puissance thermique est étroitement liée à la différence de température entre l'entrée et la sortie du module (voir Figure 21), dans ce cas l'augmentation de la température d'entrée entraine une diminution de la puissance thermique.

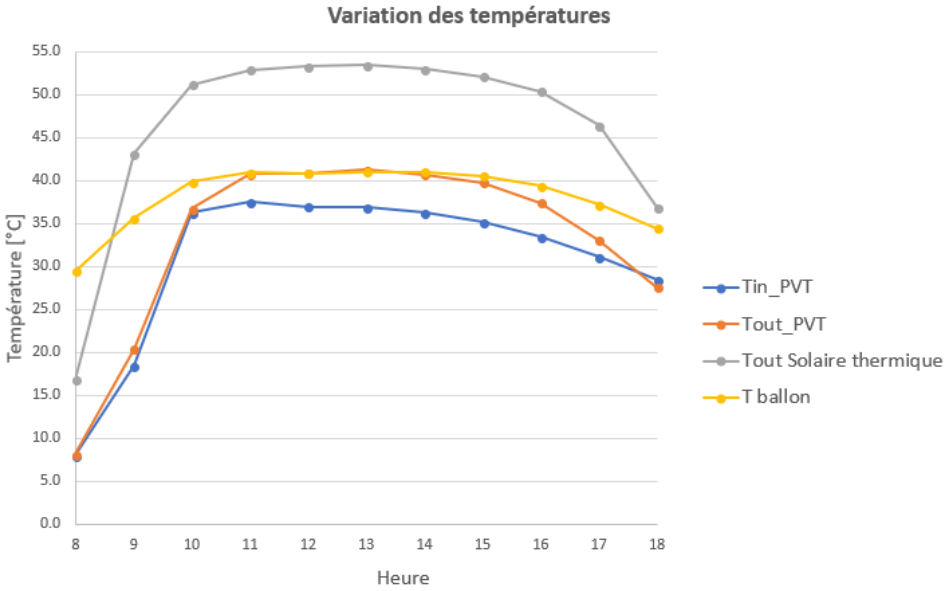


Figure 42 : variation des températures du circuit solaire, le 17 avril 2018

En calculant le rendement global du PVT pour cette journée (34 %), l'affirmation du constructeur (Figure 20) d'un gain énergétique allant de 2 à 4 fois supérieur par rapport à une conception classique PV (environ 15 %) est confirmée.

Dans ce chapitre est présenté un modèle mathématique permettant de simuler les performances du panneau PVT DualSun en fonction de données météorologiques. Un premier modèle mathématique a vu le jour durant un projet de semestre (B.Vansiliette, 2017). La structure du panneau DualSun diffère grandement de celle du panneau PVT étudié lors du projet de semestre, si bien qu'un nouveau modèle nodal est nécessaire afin de modéliser un modèle précis de ce module.

1.9. Structure du panneau

Le panneau DualSun peut être découpé en plusieurs couches, à savoir :

- Le verre solaire
- EVA de part et d'autre des cellules solaires
- Un isolant connu dans le domaine sous le nom de « blacksheet »
- L'échangeur thermique ou absorbeur dans lequel circule le fluide

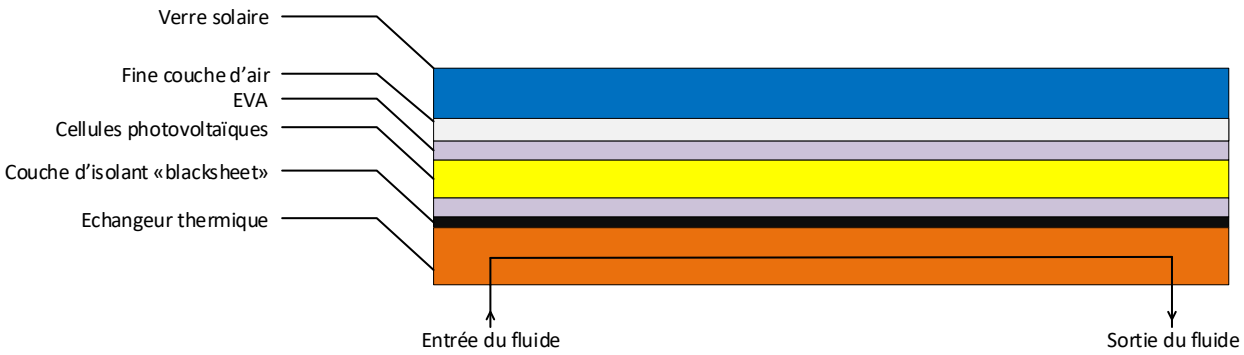


Figure 43 : vue en coupe des différentes couches du PVT

C'est à partir de ce schéma que le modèle nodal est établi. Les températures que l'on cherche à déterminer par la simulation sont : la température du verre, la température des cellules photovoltaïques, la température du fluide et la température de l'échangeur thermique.

1.10. Modèle nodal

Avec l'analogie électrique il est aisé d'étudier les phénomènes thermiques et de les modéliser de façon simplifiée. Le transfert de chaleur entre deux corps dont les températures sont différentes peut être schématisé de la manière suivante :

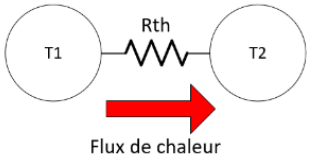


Figure 44 : résistance thermique

Le flux de chaleur peut s'écrire :

$$\varphi = \frac{\Delta T}{R_{th}} \tag{20}$$

Entre chaque couche du PVT, les trois types de phénomène de transfert de chaleur interviennent, à savoir :

- Le transfert par conduction
- Le transfert par convection
- Le transfert par rayonnement

La figure ci-dessous, tirée de l'étude (P. DUPEYRAT, consulté en février 2018) montre les différents transferts thermiques selon les couches du module. Le verre solaire reçoit du soleil un rayonnement direct et diffus, ce rayonnement va ensuite être en partie absorbé par le verre alors que le reste sera réfléchi dans l'atmosphère.

La partie absorbée va être transmise à la fine couche d'air, puis à la couche d'EVA, pour finir aux cellules photovoltaïques. L'échangeur thermique placé au dos des cellules capte la chaleur grâce à la circulation du fluide caloporteur. Tous les phénomènes thermiques entre les couches sont visibles sur le schéma ci-dessous (voir Figure 45).

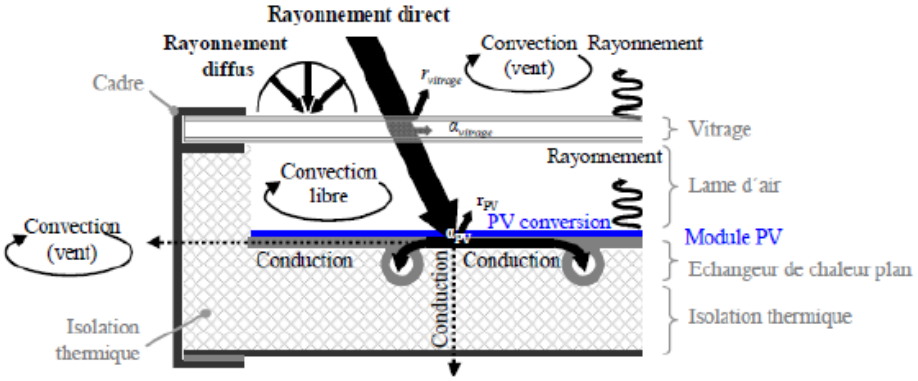


Figure 45 : schéma des transferts thermiques dans le PVT, tiré de (P. DUPEYRAT, consulté en février 2018)

Le modèle nodal ci-dessous est composé de plusieurs nœuds auxquels est associée une température, chaque nœud représentant une couche du panneau. Entre deux nœuds, grâce à l'analogie électrique, le flux de chaleur est représenté par une résistance thermique. Chaque résistance correspond à un des modes de transfert de chaleur vu précédemment.

Afin de construire le schéma nodal, les hypothèses suivantes sont formulées :

- Le régime est permanent, les capacités thermiques ne sont pas représentées sur le schéma nodal.
- Les nœuds représentent la température moyenne de la couche
- Les résistances thermiques de contact sont négligées
- Les propriétés physiques des matériaux présents dans le module sont supposées constantes

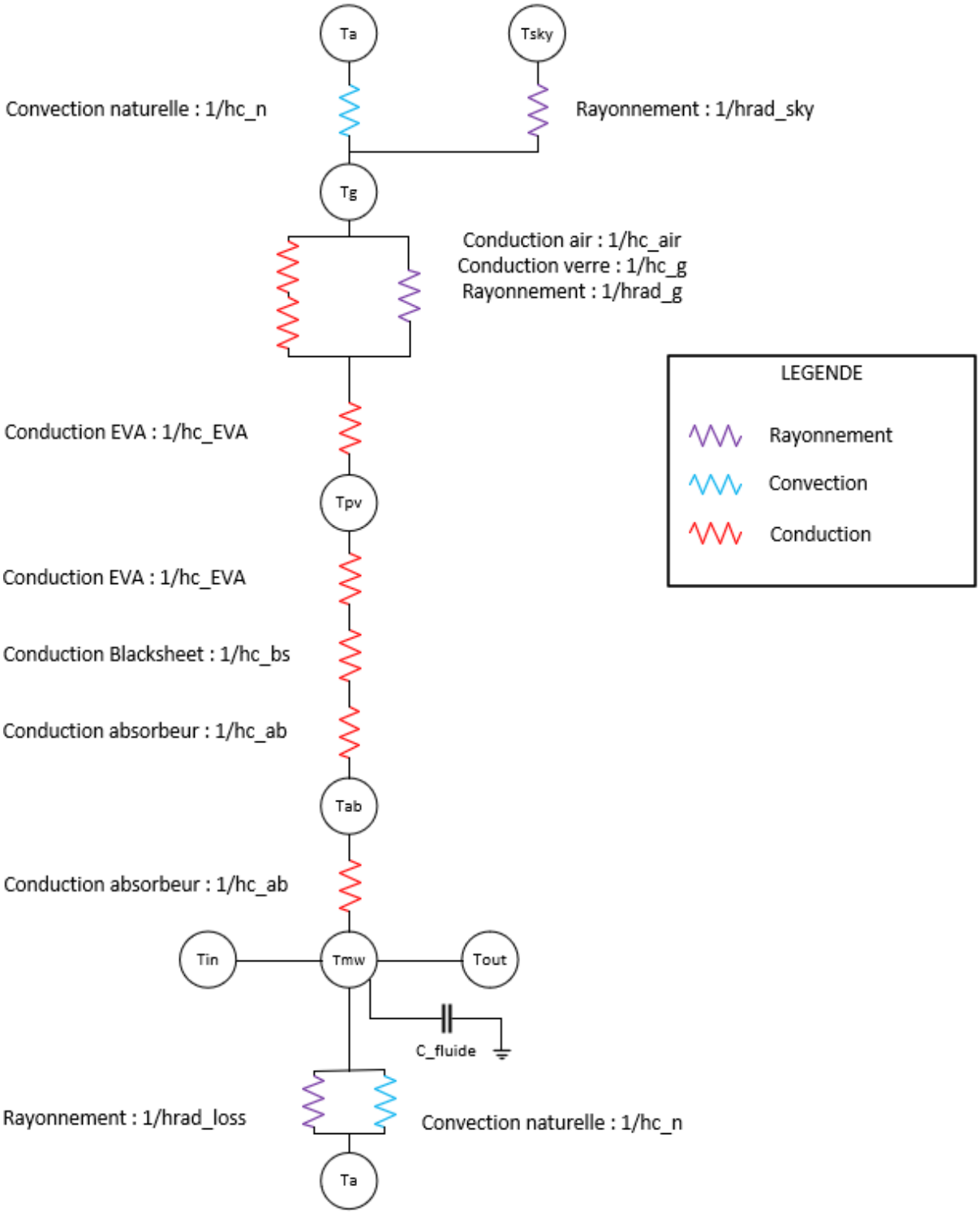


Figure 46 : modèle nodal en régime stationnaire

De haut en bas, les températures représentées sont les suivantes :

- Température ambiante T_a et du ciel T_{sky}
- Température du verre T_g
- Température des cellules photovoltaïques T_{PV}
- Température de l'absorbeur T_{ab}

- Température d'entrée T_{in}, température moyenne T_{mw} et température de sortie du fluide T_{out}
- Température ambiante T_a

1.11. Equations aux nœuds

A partir du schéma nodal, l'équation de la conservation de l'énergie est écrite pour chaque nœud en fonction des phénomènes thermiques présents et des propriétés des matériaux de chaque couche. Ci-après sont écrites les équations aux nœuds dont les températures sont inconnues, à savoir : la température du verre solaire, des cellules PV, de l'absorbeur ainsi que du fluide caloporteur. De manière générale, la partie de gauche de l'équation représente l'énergie stockée dans la couche « X » alors que la partie de droite décrit l'énergie reçue par la couche « X », dans laquelle la déduction des pertes par transfert thermique est effectuée.

- Verre solaire :

$$G_{eff}.A_g.\alpha_g = \rho_g.e_g.A_g.C_g\frac{dT_g}{dt} + h_{pv_g}.A_g.(T_g - T_{PV}) + h_{c\_n}.A_g.(T_g - T_a) + h_{rad\_sky}.A_g.(T_g - T_{sky}) \quad (21)$$

- Cellules photovoltaïques :

$$G_{eff}.A_{PV}.\alpha_{PV}.\tau_g.FF = \rho_{PV}.e_{PV}.A_{PV}.C_{PV}\frac{dT_{PV}}{dt} + h_{ab}.A_{PV}.(T_{PV} - T_{ab}) + h_{pv_g}.A_{PV}.(T_{PV} - T_g) + Q_{él} \quad (22)$$

Avec :

$$Q_{él} = G_{eff}.A_{PV}.\eta_{él}.FF.\tau_g \quad (23)$$

Le rendement électrique est défini par :

$$\eta_{él} = \eta_0[1 - \mu P_{mpp}(T_{PV} - T^*_{cell})] \quad (24)$$

- Absorbeur – Echangeur thermique :

$$A_{ab}.C_{ab}.M_{ab}\frac{dT_{ab}}{dt} = h_{ab}.A_{ab}.(T_{PV} - T_{ab}) + h_{ab\_f}.A_{ab}.(T_{ab} - T_{mw}) \quad (25)$$

- Fluide caloporteur

$$\dot{m}_w.C_w.(T_{out} - T_{in}) + \rho_w.S.C_w.L.\frac{dT_{mw}}{dt} = h_{ab\_f}.A_{ab}.(T_{ab} - T_{mw}) + h_{loss}.A_{ab}.(T_a - T_{mw}) \quad (26)$$

1.12. Coefficients de transfert thermique

1.12.1. Entre le verre et le ciel

Rayonnement : en linéarisant l'équation de Stephan-Boltzmann grâce au développement de Taylor, le coefficient de rayonnement devient :

$$h_{rad\_sky} = 4.\sigma.\varepsilon_g.\overline{T_m}^3 \quad (27)$$

Avec : $\overline{T_m}^3 = \frac{T_g + T_{sky}}{2}$

La température du ciel est calculée à partir de la relation empirique de (Swinbank, 1963) :

$$T_{sky} = 0.0552 * {T_a}^{1.5} \quad (28)$$

Convection naturelle :

Le coefficient h_c est le coefficient de transfert thermique conductif et convectif. Il est défini par la relation suivante :

$$h_c = h_{cd}.Nu \quad (29)$$

Nu est le nombre adimensionnel de Nusselt qui définit le rapport entre le mode conductif et convectif.

L'hypothèse suivante est posée : le vent souffle parallèlement aux parois externes de la vitre. Pour calculer ce coefficient une formule empirique est utilisée (Mirsadeghi, et al., 2013), qui permet d'estimer ce coefficient en fonction de la vitesse du vent U_{wind} :

$$h_{c\_n} = 5{,}67 + 3{,}86.U_{wind} \quad (30)$$

1.12.2. Entre le verre solaire et les cellules photovoltaïques

Pour le coefficient h_{pv_g}, il convient de rappeler qu'il y a une mince couche d'air entre le verre solaire et les cellules photovoltaïques. Dans le modèle mathématique la distance est estimée entre ces deux éléments est de $5\ [\mathrm{mm}]$.

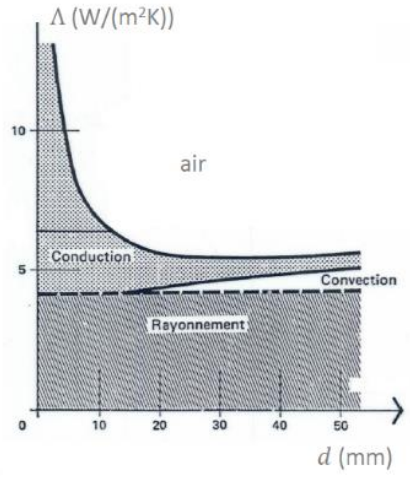


Figure 47 : transfert thermique dans l'air, tiré de (J.Kaempf, 2016-2017)

D'après la Figure 47 ci-dessus, l'observation montre que pour une épaisseur de $d = 5\ [\mathrm{mm}]$., il n'existe que des phénomènes de conduction et de rayonnement. La convection n'est donc pas prise en compte.

Conduction du verre :

$$h_{c\_g} = \frac{\lambda_g}{e_g} = 310\left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K}}\right] \quad (31)$$

Les propriétés du verre solaire sont les suivants :

Epaisseur du verre, e_g	3.10^{-3}	$[\mathrm{m}]$
Conductivité thermique du PV, λ_g	0.93	$[\mathrm{W/mK}]$
Transmissivité du verre, τ_g	$0{,}92$	$[-]$
Emissivité du verre, ε_g	$0{,}88$	$[-]$
Absorptivité du verre, α_g	$0{,}05$	$[-]$

Tableau 6 : propriétés physiques du verre solaire

Conduction de l'air :

$$h_{c\_air} = \frac{\lambda_{air}}{e_{air}} = 4.8 \left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K}}\right] \quad (32)$$

Les propriétés de l'air sont les suivantes :

Epaisseur de la couche d'air, e_{air}	5.10^{-3}	[m]
Conductivité thermique de l'air à 20 [°C], λ_g	0.024	[W/mK]

Tableau 7 : propriétés physiques de l'air

Conduction dans l'EVA :

$$h_{c\_EVA} = \frac{\lambda_{EVA}}{e_{EVA}} = 680 \left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K}}\right] \quad (33)$$

Les propriétés de l'éthylène-acétate de vinyle sont les suivantes :

Epaisseur de l'EVA, e_{EVA}	5.10^{-4}	[m]
Conductivité thermique de l'EVA, λ_{EVA}	0.34	[W/mK]

Tableau 8 : propriétés physiques de l'EVA

Rayonnement :

Entre deux plaques infinies, l'approximation suivante peut être faite :

$$J_{rad,g\to pv} = \sigma.E.\left({T_{pv}}^4 - {T_g}^4\right) \cong h_{rad_{g,pv}}.(T_{pv} - T_g) \quad (34)$$

$J_{rad,g\to pv}$: énergie en $\left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2}}\right]$

σ : constante de Stefan-Boltzmann ; $\sigma = 5{,}67.10^{-8}\ \left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K^4}}\right]$

E : émittance effective définie par : $E = \left[\frac{1}{\varepsilon_{pv}} + \frac{1}{\varepsilon_g} - 1\right]^{-1}$

Avec le développement de Taylor l'équation du coefficient de transfert thermique devient :

$$h_{rad_g,pv} = 4.\sigma.E.\bar{T}^3 \quad (35)$$

Avec : $\bar{T} = \frac{T_{pv}+T_g}{2}$

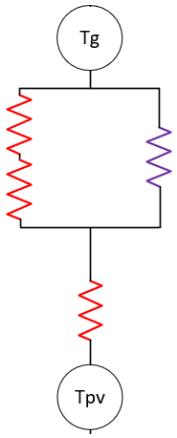


Figure 48 : résistances thermiques entre le nœud verre solaire/cellules PV

Les résistances de conduction (air, verre) sont en série alors que la résistance de rayonnement est en parallèle à celles-ci, il est donc possible de les regrouper de la façon suivante :

$$h_1 = \left[\frac{1}{h_{c\_air}} + \frac{1}{h_{c\_g}}\right]^{-1} + h_{rad_{g,pv}} \tag{36}$$

Finalement il reste deux résistances en série :

$$h_{pv\_g} = \left(\frac{1}{h_1} + \frac{1}{h_{c\_EVA}}\right)^{-1} \tag{37}$$

1.12.3. Entre les cellules photovoltaïques et l'absorbeur

Conduction dans l'EVA :

$$h_{c\_EVA} = \frac{\lambda_{EVA}}{e_{EVA}} = 680 \left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K}}\right] \tag{38}$$

Conduction dans le blacksheet :

$$h_{c\_bs} = \frac{\lambda_{bs}}{e_{bs}} = 66 \left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K}}\right] \tag{39}$$

Ne connaissant pas le modèle du blacksheet utilisé dans le module Wave, il convient de supposer qu'il est en Tedlar PVF provenant de chez DuPont (polyvinyle fluoride film) avec les caractéristiques suivantes :

Epaisseur du blacksheet, e_{bs}	5.10^{-4}	$[\mathrm{m}]$
Conductivité thermique du blacksheet, λ_{bs}	0.033	$[\mathrm{W/mK}]$
Absorptivité du blacksheet, α_{abs}	$0{,}8$	$[-]$

Tableau 9 : propriétés physiques du blacksheet

Conduction dans l'absorbeur :

$$h_{c\_ab} = \frac{\lambda_{ab}}{e_{ab}} = 5000 \left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K}}\right] \tag{40}$$

L'échangeur est en inox ferritique, la matière est fournie par la société « Aperam » :

Epaisseur de l'échangeur, e_{ab}	5.10^{-3}	$[\mathrm{m}]$
Conductivité thermique de l'inox ferritique, λ_{ab}	25	$[\mathrm{W/mK}]$
Emissivité, ε_{ab}	0.5	$[-]$

Tableau 10 : propriétés physiques de l'inox ferritique

Conduction dans les cellules photovoltaïques :

$$h_{c\_pv} = \frac{\lambda_{pv}}{e_{pv}} = 5.10^5 \left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K}}\right] \tag{41}$$

Les propriétés physiques des cellules sont les suivantes :

Epaisseur du PV, e_{PV}	$3 * 10^{-4}$	$[\mathrm{m}]$
Conductivité thermique du PV, λ_{PV}	150	$[\mathrm{W/mK}]$
Absorptivité du PV, α_{PV}	$0{,}75$	$[-]$

Tableau 11 : propriétés physiques des cellules photovoltaïques

Les résistances étant en série, la conductance globale entre les cellules et l'absorbeur est :

$$h_{ab} = \left(\frac{1}{h_{c\_EVA}} + \frac{1}{h_{c\_bs}} + \frac{1}{h_{c\_ab}} + \frac{1}{h_{c\_pv}}\right)^{-1} = 59.4 \left[\frac{\mathrm{W}}{\mathrm{m^2.K}}\right] \quad (42)$$

1.12.4. Entre l'absorbeur et le fluide caloporteur

Pour calculer ce coefficient de transfert thermique, l'efficacité de l'absorbeur est introduite et est définie par l'équation ci-dessous :

$$F' = \left(1 + \frac{h_{loss}}{h_{ab\_f}}\right)^{-1} \quad (43)$$

Le rendement optique du capteur est étroitement lié à son efficacité par la relation suivante :

$$\eta_0 = F'.\tau_{PV}.\alpha_{PV} \quad (44)$$

Dès lors, le résultat est le suivant :

$$h_{ab\_f} = \frac{F'.h_{loss}}{1 - F'} \quad (45)$$

Les caractéristiques :

Absorptivité du PV, α_{PV}	0,75	[−]
Transmissivité du PV, τ_{PV}	0,95	[−]
Rendement optique donné par le constructeur, η_0	0,578	[−]

Tableau 12 : absorptivité et transmissivité du PV – Rendement optique

1.12.5. Entre la plaque inférieure de l'absorbeur et l'air ambiant

Convection naturelle :

$$h_{c\_n} = 5{,}67 + 3{,}86.U_{wind} \quad (46)$$

Rayonnement :

Pour le rayonnement, on considère que la température inférieure de la plaque absorbante est la même que la température moyenne du fluide caloporteur.

$$h_{rad,loss} = 4.\sigma.\varepsilon_{ab}.\overline{T_{mw}}^3 \quad (47)$$

Avec : $\overline{T_{mw}} = \frac{T_{mw}+T_{sol}}{2}$

La température du sol peut être estimée à partir de la température ambiante d'après le livre « Solar Engineering Of Thermal Processes » de (W.Beckman J.Duffie, 2013) :

$$T_{sol} \cong T_a + 2 \quad (48)$$

Finalement, les deux résistances sont en parallèles :

$$h_{loss} = h_{c\_n} + h_{rad,loss} \quad (49)$$

1.13. Résolution des équations

Pour résoudre les équations, la forme matricielle $A\vec{T} = \vec{B}$ va être utilisée dans la suite de l'étude. Il est donc important de réorganiser les équations afin de regrouper les **valeurs connues** (en noir) et les **valeurs inconnues** (en rouge).

1- Verre solaire :

$$G_{eff}.A_g.\alpha_g = h_{pv_g}.A_g.(T_g - T_{PV}) + h_{c\_n}.A_g.(T_g - T_a) + h_{rad\_sky}.A_g.(T_g - T_{sky}) \quad (50)$$

$$G_{eff}.A_g.\alpha_g = T_g.A_g.\left(h_{pv_g} + h_{c\_n} + h_{rad\_sky}\right) - T_{PV}.h_{pv_g}.A_g - T_a.A_g.h_{c\_n} - T_{sky}.A_g.h_{rad\_sky} \quad (51)$$

2- Cellules photovoltaïques :

$$G_{eff}.A_{PV}.\alpha_{PV}.\tau_g.FF = h_{ab}.A_{PV}.(T_{PV} - T_{ab}) + h_{pv_g}.A_{PV}.(T_{PV} - T_g) + Q_{él} \quad (52)$$

$$G_{eff}.A_{PV}.\tau_g.FF.\left[\alpha_{PV} - \eta_0\left(1 - \mu P_{mpp}.T^*_{cell}\right)\right] = T_{PV}.A_{PV}.\left[h_{ab} + h_{pv_g} - G_{eff}.A_{PV}.FF.\eta_0.\tau_g.\mu P_{mpp}\right] - T_{ab}.A_{PV}.h_{ab} - T_g.A_{PV}.h_{pv_g} \quad (53)$$

3- Absorbeur :

$$h_{ab}.A_{ab}.(T_{PV} - T_{ab}) + h_{ab\_f}.A_{ab}.(T_{ab} - T_{mw}) = 0 \quad (54)$$

$$T_{PV}.A_{ab}.h_{ab} + T_{ab}.A_{ab}.\left(h_{ab\_f} - h_{ab}\right) - T_{mw}.A_{ab}.h_{ab\_f} = 0 \quad (55)$$

4- Fluide :

$$\dot{m}_w.C_w.(T_{out} - T_{in}) = h_{ab\_f}.A_{ab}.(T_{ab} - T_{mw}) + h_{loss}.A_{ab}.(T_a - T_{mw}) \quad (56)$$

Avec l'efficacité de l'échangeur définie par :

$$\eta_{ech} = \frac{T_{out} - T_{in}}{T_{ab} - T_{in}} \quad (57)$$

La température de sortie est :

$$T_{out} = \eta_{ech}.(T_{ab} - T_{in}) + T_{in} \quad (58)$$

Finalement l'équation devient :

$$T_{in}[\dot{m}_w.C_w.\eta_{ech}] + T_a.h_{loss}.A_{ab} = T_{ab}.[\dot{m}_w.C_w.\eta_{ech} - h_{ab\_f}.A_{ab}] + T_{mw}.A_{ab}.\left[h_{ab\_f} + h_{loss}\right] \quad (59)$$

Le système contient alors quatre équations linéaires dont les quatre températures inconnues sont : $T_g, T_{PV}, T_{ab}, T_{mw}$. Ayant 4 équations pour 4 inconnues le système peut se résoudre de manière aisée grâce à l'écriture d'un système matricielle.

Ce système s'écrit, sous forme matricielle comme suit : $A\vec{T} = \vec{B}$ dont les solutions aux équations sont : $\vec{T} = A^{-1}\vec{B}$

$$\vec{T} = \begin{pmatrix} T_g \\ T_{PV} \\ T_{ab} \\ T_{mw} \end{pmatrix} ; \vec{B} = \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ b_4 \end{pmatrix} ; A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & 0 & 0 \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ 0 & 0 & a_{43} & a_{44} \end{pmatrix}$$

Pour que la matrice A soit inversable, il faut qu'elle soit carrée.

Pour simplifier le système on considère que chaque couche du panneau PVT a la même surface S que celle de la surface utile de l'absorbeur. Les variables sont définies de la manière suivante :

- Le vecteur inconnu $\vec{T}$:

$$\vec{T} = \begin{pmatrix} T_g \\ T_{PV} \\ T_{ab} \\ T_{mw} \end{pmatrix}$$

- La matrice connue A :

$$\begin{aligned}
a_{11} &= \mathrm{S}\left(h_{c_n} + h_{rad_{sky}} + h_{pv_g}\right) \\
a_{12} &= a_{21} = -S.h_{pvg} \\
a_{22} &= \mathrm{S}\left[h_{ab} + h_{pv_g} - G_{eff}.S.FF.\eta_0.\tau_g.\mu P_{mpp}\right] \\
a_{23} &= -S.h_{ab} \\
a_{32} &= S.h_{ab} \\
a_{33} &= \mathrm{S}\left(h_{ab_f} - h_{ab}\right) \\
a_{34} &= -S.h_{ab_f} \\
a_{43} &= \dot{m}_w.C_w.\eta_{ech} - S.h_{ab_f} \\
a_{44} &= \mathrm{S}\left(h_{loss} + h_{ab_f}\right)
\end{aligned}$$

- Le vecteur $\vec{B}$:

$$\begin{aligned}
b_1 &= G_{eff}.S.\alpha_g + T_a.S.h_{c_n} + T_{sky}.S.h_{rad_sky} \\
b_2 &= G_{eff}.S.\tau_g.FF.\left[\alpha_{PV} - \eta_0\left(1 - \mu P_{mpp}.T^*_{cell}\right)\right] \\
b_3 &= 0 \\
b_4 &= T_{in}[\dot{m}_w.C_w.\eta_{ech}] + T_a.h_{loss}.S
\end{aligned}$$

Une fois le système résolu, la puissance électrique et thermique peuvent être calculées de la manière décrite ci-dessous.

- Puissance thermique

La puissance thermique utile est définie par :

$$\dot{Q}_{th,u} = \dot{m}_w.C_w.(T_{out} - T_{in}) \quad (60)$$

$$T_{mw} = \frac{T_{in} + T_{out}}{2} \quad (61)$$

Alors : $$T_{out} = 2\,T_{mw} - T_{in} \quad (62)$$

- Puissance électrique

La puissance électrique utile est définie par :

$$\dot{Q}_{él,u} = \frac{P^*}{G^*}.G_{eff}.\mu_{mpp} \quad (63)$$

Avec le rendement des cellules en fonction de la température :

$$\mu_{mpp} = 1 - [T_{PV} - T^*{}_{cell}]\mu P_{mpp} \quad (64)$$

Afin de résoudre les équations, le logiciel Matlab est utilisé. Le code est divisé en plusieurs parties :

- Les paramètres de base (température ambiante, vitesse du vent, éclairement etc…)
- Les paramètres physiques du panneau Wave (données électriques, thermique et des matériaux qui le constitue)
- Les conditions initiales du système
- La résolution du système d'équation pour chaque pas de temps
- Le calcul des puissances thermiques et électriques
- Le traçage des différents graphiques

La stratégie du code Matlab est résumée de façon schématique sur la figure ci-dessous :

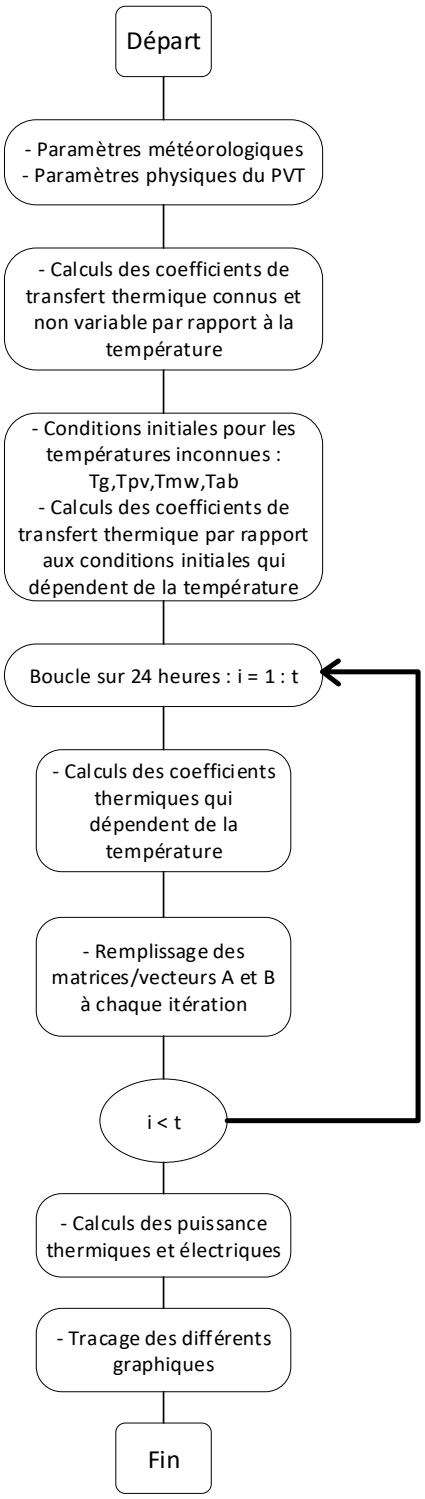


Figure 49 : stratégie pour le code dans Matlab

Concernant les conditions initiales elles sont définies comme suit :

Grandeur	Valeur	Unité
Température ambiante	288	[K]
Température du verre	288	[K]
Température des cellules	288	[K]
Température de l'absorbeur	288	[K]
Température moyenne du fluide	293	[K]
Température d'entrée du fluide	293	[K]
Irradiance	800	$[\mathrm{W.m^{-2}}]$
Débit	0.02	$[\mathrm{kg.s^{-1}}]$
Vent	1	$[\mathrm{m.s^{-1}}]$

Tableau 13 : conditions initiales dans Matlab

1.14. Résultats de la simulation

La simulation a été effectuée pour une journée d'été typique d'ensoleillement en Suisse. Un premier graphique montre les puissances électriques et thermiques évoluer au cours de la journée et en fonction de l'irradiance. Un deuxième graphique montre l'évolution des températures dans les différentes couches du panneau.

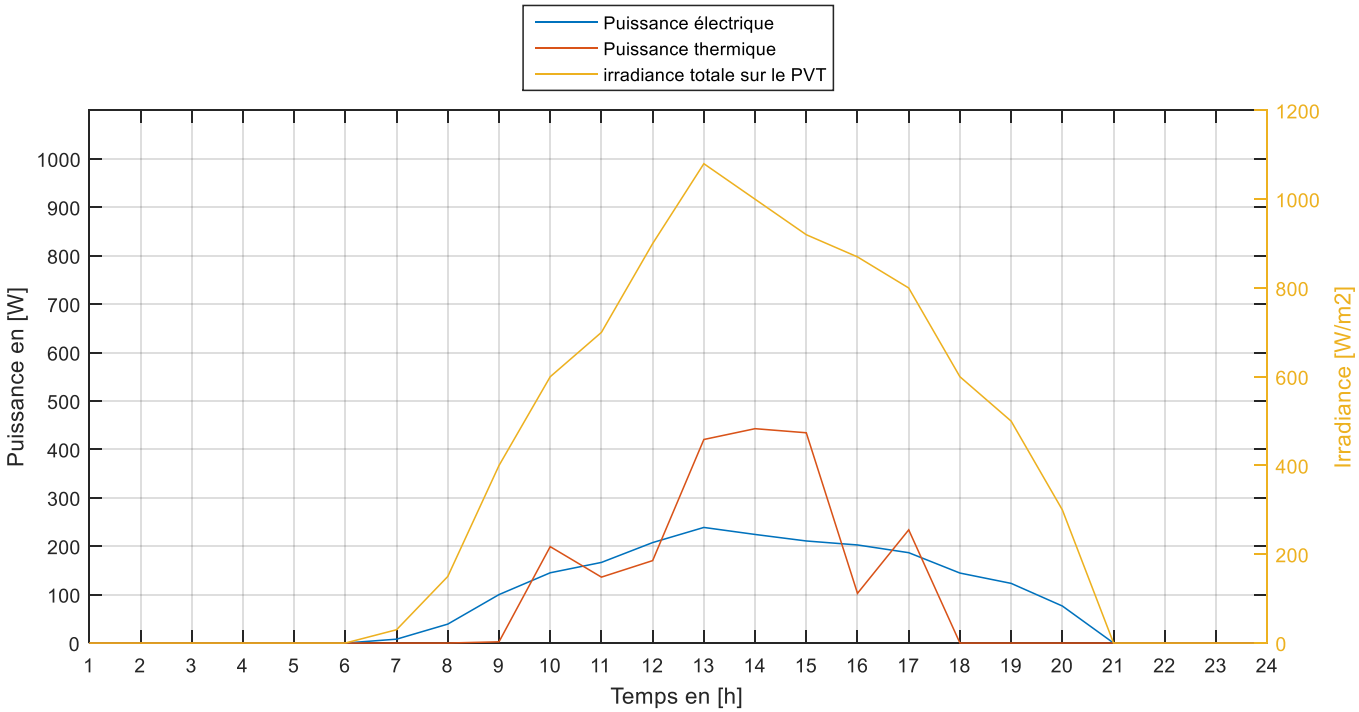


Figure 50 : puissances électriques et thermiques simulées sur une journée

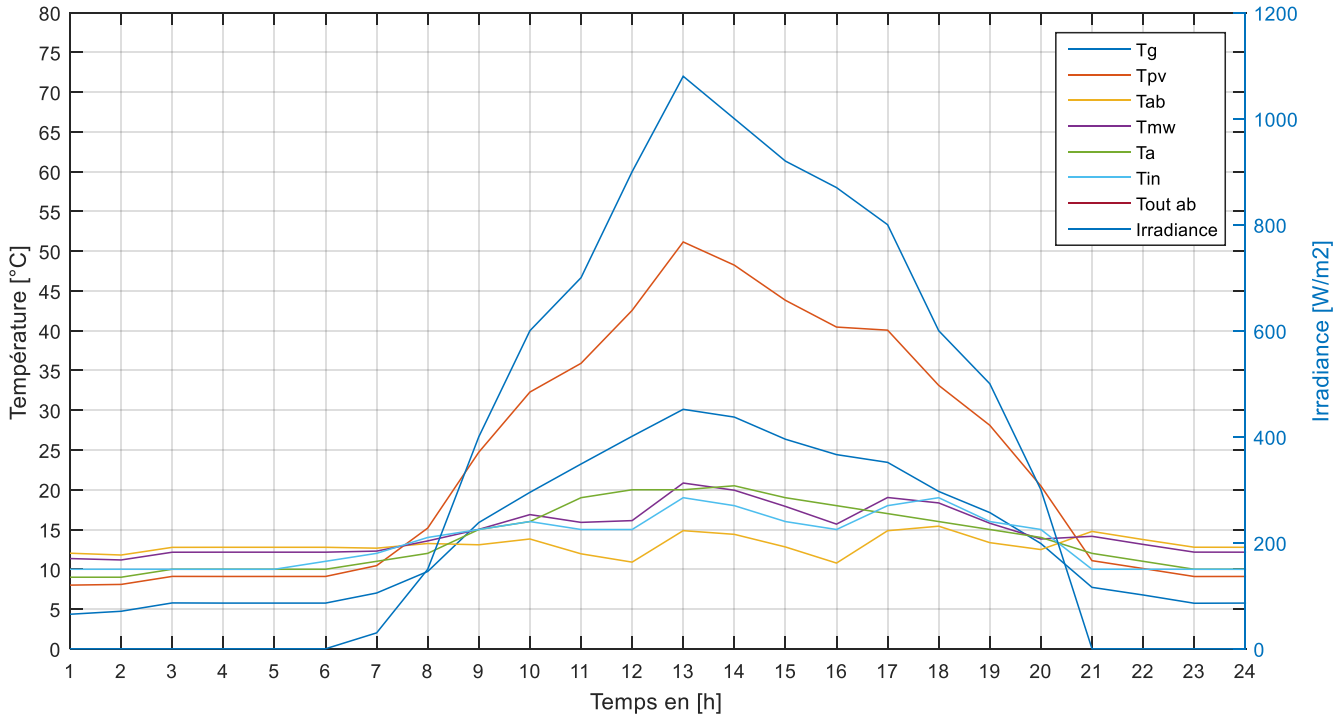
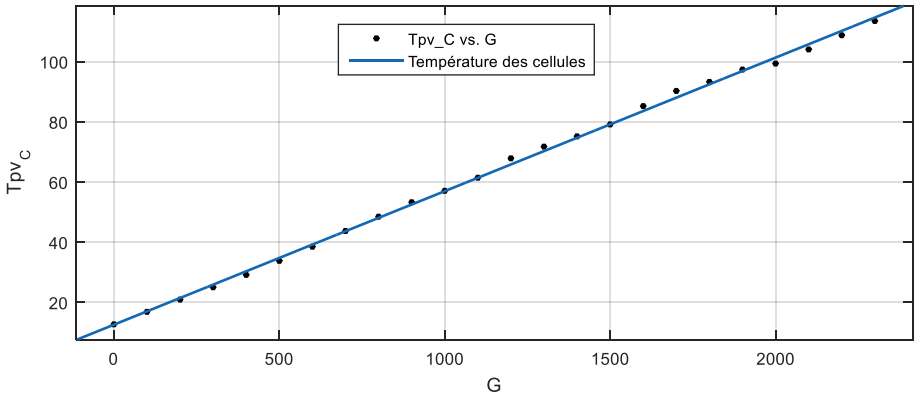


Figure 51 : évolution des températures simulées sur une journée

La Figure 51 montre que la température la plus élevée est celle des cellules photovoltaïques suivie de celle du verre solaire.

Une autre simulation a été effectuée afin de démontrer l'influence de l'irradiance globale et de la température ambiante sur la température des cellules photovoltaïques. Les résultats sont visibles ci-dessous :

- Influence de l'irradiance sur la température des cellules :



Linear model Poly1:
f(x) = p1*x + p2
Coefficients (with 95% confidence bounds):
p1 = 0.04439 (0.04367, 0.0451)
p2 = 12.57 (11.62, 13.53)

Goodness of fit:
SSE: 29.95
R-square: 0.9987
Adjusted R-square: 0.9986
RMSE: 1.167

Figure 52 : température des cellules en fonction de l'irradiance

La relation entre les deux grandeurs est linéaire, en traçant la courbe de tendance on obtient l'équation :

$$f(x) = 0.04439 * x + 12.57 \quad (65)$$

La courbe a été tracée dans des conditions NOCT. En utilisant l'équation ci-dessus, la comparaison entre la valeur NOCT donnée par le constructeur et simulée peut être effectuée. L'erreur relative est inférieure à 2 %

.

$$NOCT_{simulée} = 48.08\ [°C] \text{ et } NOCT_{constructeur} = 49\ [°C] \quad (66)$$

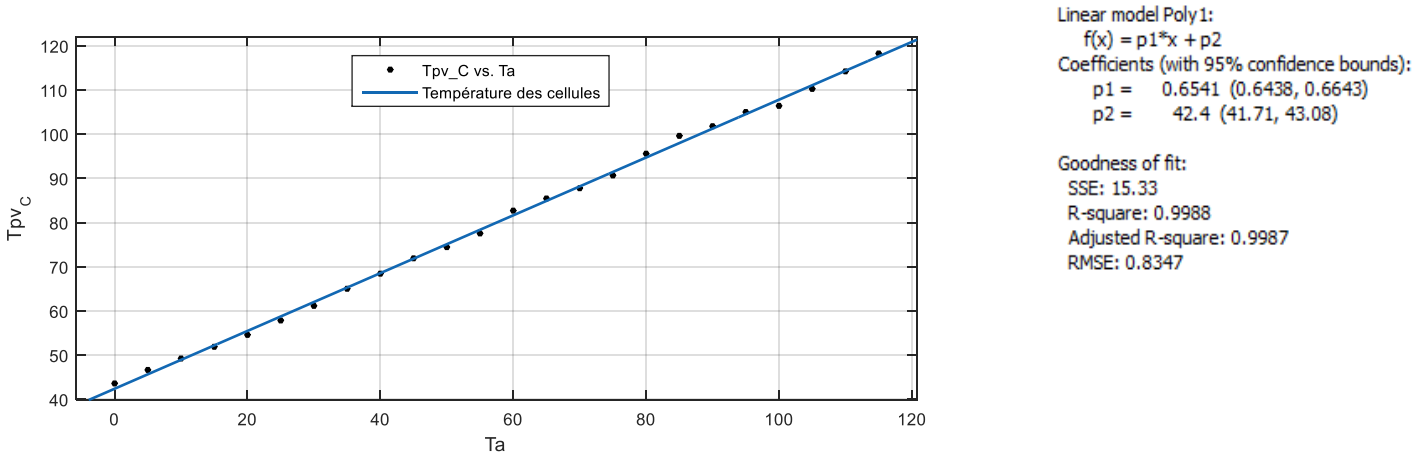


Figure 53 : température des cellules en fonction de la température ambiante

La Figure 53 démontre la relation linéaire entre la température ambiante et la température des cellules avec un coefficient de détermination égale à $R^2 = 0.9988$.

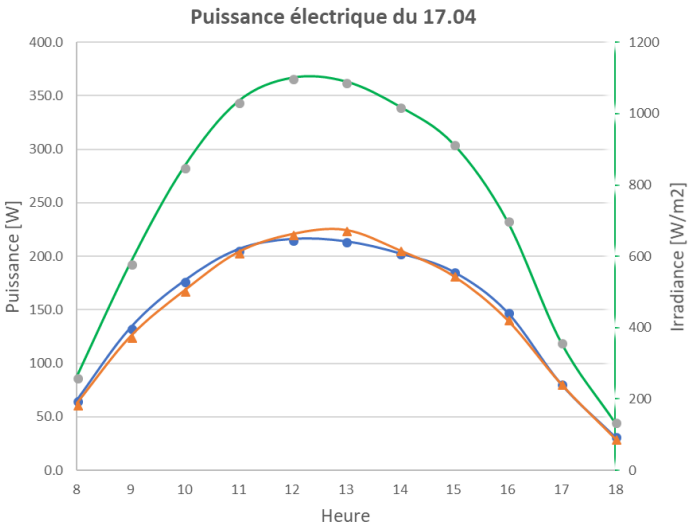
Comparaison des mesures avec le modèle simulé

Dans ce chapitre sera présentée une comparaison entre les mesures effectuées de manière journalière et les simulations. Cette comparaison a pour but d'optimiser le code Matlab afin de réduire l'erreur relative entre les valeurs mesurées et simulées. Plusieurs paramètres physiques des matériaux ont été ajustés par rapport aux valeurs constructeurs. La méthode d'ajustement consiste à se focaliser sur un créneau horaire de la simulation et de faire varier les différents paramètres afin de réduire l'erreur relative.

La liste des paramètres ajustés est la suivante :

- Absorptivité des cellules photovoltaïques
- Transmissivité des cellules photovoltaïques
- Conductivité thermique des cellules photovoltaïques
- Epaisseur de l'absorbeur
- Émissivité de l'absorbeur
- Rendement thermique de l'absorbeur
- Epaisseur du blacksheet
- Conductivité thermique du blacksheet

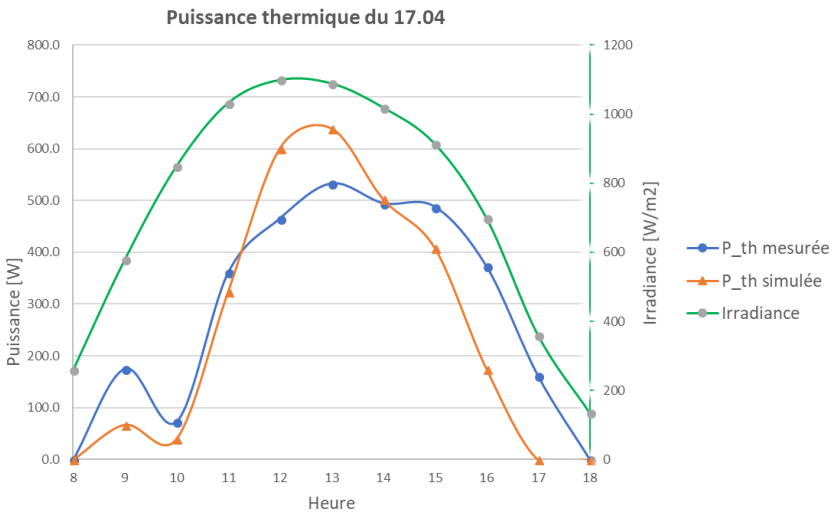
- **Mesures du 17 avril 2018**



P_el_PVT [W]	P_el simulée [W]	Erreur relative [%]
62	65.1	5%
125	133.1	6%
168	177.0	5%
204	206.4	1%
221	216.1	2%
225	213.9	5%
206	202.8	2%
182	185.6	2%
141	148.1	5%
81	81.0	0%
30	31.9	6%

Figure 54 : comparaison des puissances électriques mesurées et simulées (17.04)

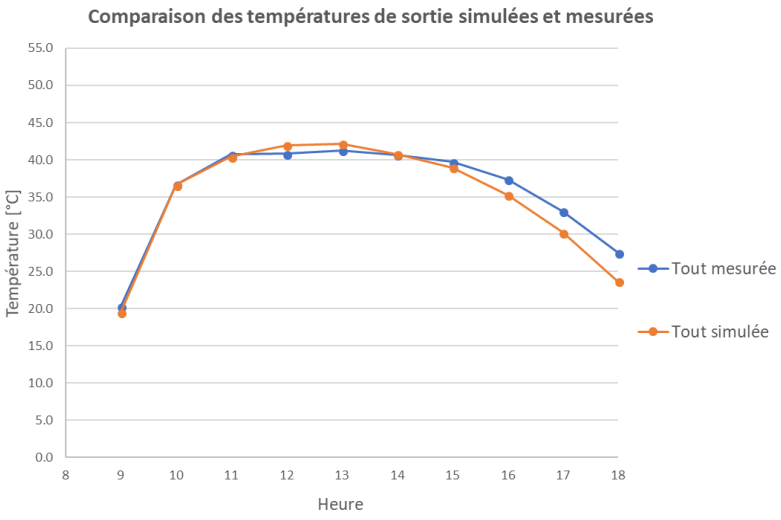
Concernant la puissance électrique mesurée et simulée, les premiers résultats sont très satisfaisants avec des erreurs relatives de l'ordre de 5 %. Cela signifie que la température des cellules photovoltaïques simulée est très bien évaluée et proche de la réalité car la puissance électrique est étroitement liée à cette température.



P_th [W]	P_th simulée [W]	Erreur relative [%]
0.0	0	0%
175.2	68	61%
73.2	40	45%
360.7	324	10%
464.9	601	29%
532.5	639	20%
494.6	503	2%
487.7	408	16%
373.0	176	53%
161.7	0	100%
0.6	0	100%

Figure 55 : comparaison des puissances thermiques mesurées et simulées (17.04)

Les différences entre les valeurs expérimentales et simulées (typiquement pour 12h et 13h) peuvent s'expliquer par un manque de précision des mesures. Le modèle mathématique concernant la partie thermique est très sensible à la vitesse du vent par exemple ou encore à la température ambiante. En effet, le vent a une influence sur le coefficient de transfert thermique des pertes à l'arrière du panneau.



Heures	Tout mesurée [°C]	Tout simulée [°C]	Erreur relative [%]
9	20.4	19.5	4%
10	36.7	36.6	0%
11	40.7	40.4	1%
12	40.8	42.0	3%
13	41.3	42.2	2%
14	40.7	40.8	0%
15	39.8	39.0	2%
16	37.4	35.3	6%
17	33.1	30.2	9%
18	27.5	23.7	14%

Figure 56 : comparaison des températures de sortie mesurées et simulées du panneau PVT

Concernant la partie thermique, les premiers résultats sont moins satisfaisants, compte tenu des variations d'erreur relative plus élevées. La simulation de la partie thermique est plus délicate car elle dépend de plus de paramètres. Ces erreurs peuvent provenir de plusieurs facteurs :

- L'irradiance a été mesurée de façon manuelle car l'installation du pyranomètre a pris du retard dans la planification du projet
- La précision sur la température ambiante ou la vitesse du vent n'est pas assez précise
- Les coefficients de transfert thermique à l'arrière du panneau sont mal évalués (rayonnement et convection)

- Des paramètres physiques du panneau sont mal évalués (épaisseur de l'absorbeur, conductivité thermique etc…)
- Le fait de calculer le débit à partir de données expérimentales augmente les erreurs.

Une régression linéaire a été tracée afin d'obtenir le coefficient de détermination R^2 qui permet d'évaluer la qualité de prédiction du modèle mathématique.

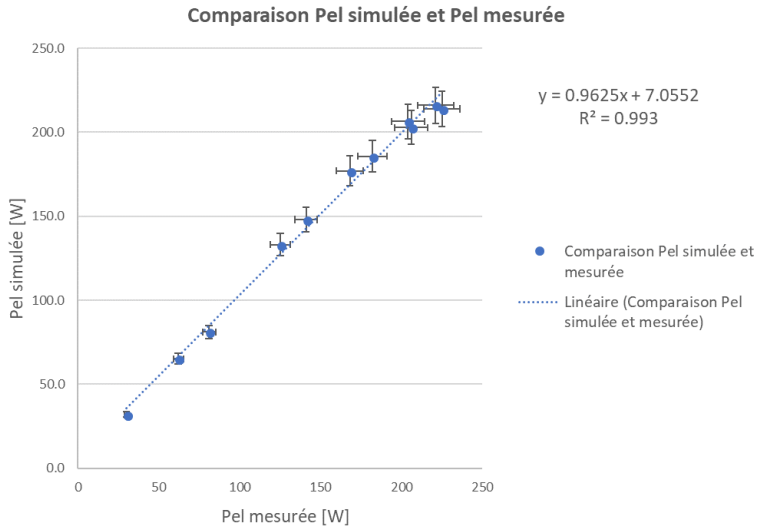


Figure 57 : régression linéaire sur la puissance électrique

Sur la Figure 57, le coefficient de détermination est de $R^2 = 0.993$ ce qui signifie que le modèle mathématique est précis dans le cas de prédiction pour la puissance électrique.

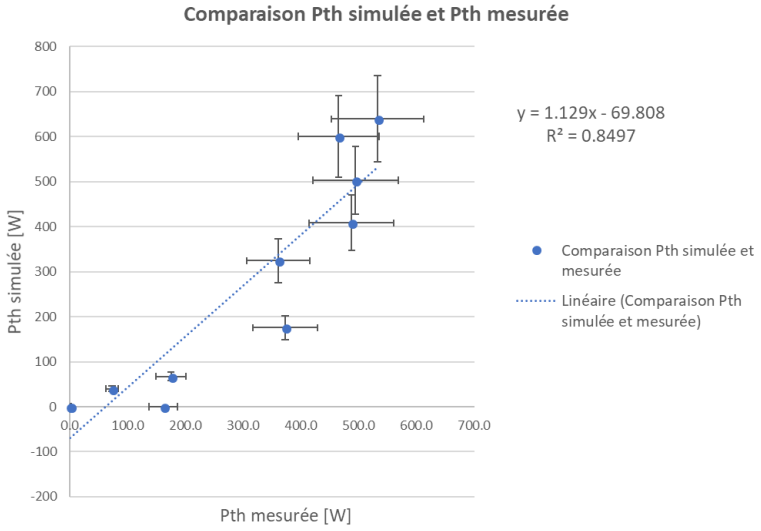
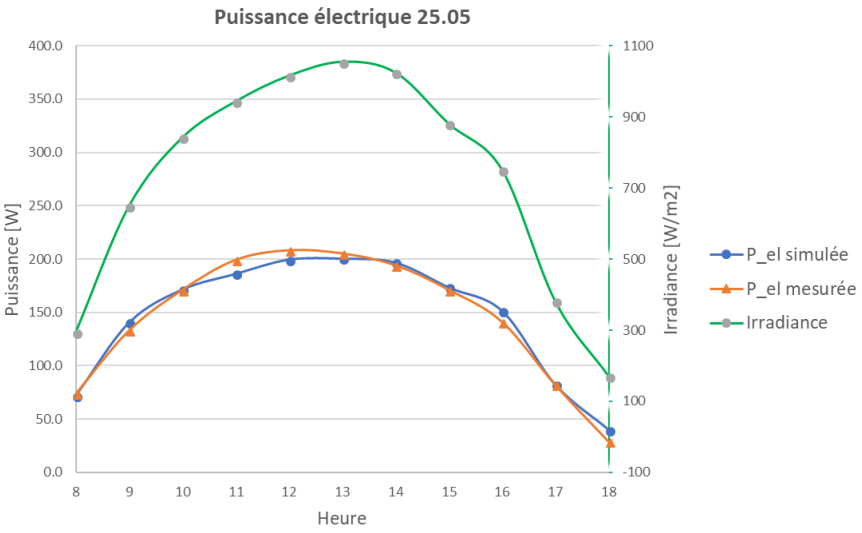


Figure 58 : régression linéaire sur la puissance thermique

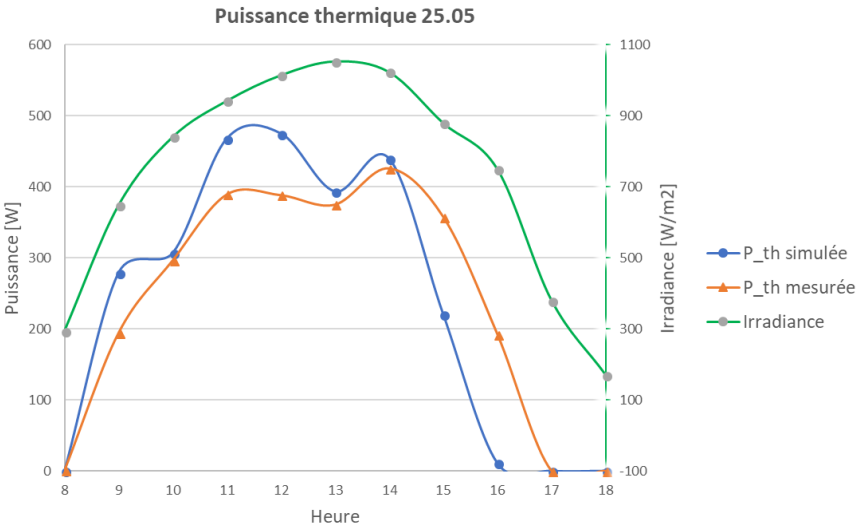
Concernant la Figure 58, la dispersion des points par rapport à la droite de régression est mise en évidence, le modèle mathématique pour la partie thermique pourra être affiné dans le futur. Cependant, la fiabilité du modèle est d'environ 85 %, ce qui reste acceptable compte tenue de l'incertitude absolue calculée au chapitre 1.5.6 qui est de 18 %.

- **Mesure du 25 mai 2018**



P_el_PVT [W]	P_el simulée [W]	Erreur relative [%]
74	71.9	3%
133	140.4	6%
171	171.4	0%
199	186.1	6%
208	199.5	4%
205	200.4	2%
194	196.7	1%
171	173.4	1%
141	151.4	7%
82	82.3	0%
29	39.9	38%

Figure 59 : comparaison des puissances électriques mesurées et simulées (25.05)



P_th_PVT [W]	P_th simulée [W]	Erreur relative [%]
0.0	0	0%
194.7	279.0	43%
296.7	306.7	3%
389.6	467.9	20%
388.5	474.9	22%
375.2	393.2	5%
426.3	439.4	3%
358.0	220.3	38%
192.6	10.8	94%
0.0	0	0%
0.0	0	0%

Figure 60 : comparaison des puissances thermiques mesurées et simulées (25.05)

Sur la Figure 60, l'analyse montre des différences relatives importantes concernant les points à 11h, 12h et 15h. Comme mentionné précédemment, le manque de précision des mesures concernant la vitesse du vent, l'irradiance ou encore le débit est mis en cause. L'évaluation de certains paramètres physiques du PVT peuvent aussi être mal évalués.

Dans ce chapitre, le modèle mathématique a été comparé avec les données expérimentales. L'erreur relative pour la puissance électrique est de 5 % alors que celle de la puissance thermique est de 15 % en moyenne. Compte tenu de la précision du pyranomètre (voir chapitre Incertitudes) qui a une répercussion directe sur la puissance thermique, ces résultats sont acceptables. Une amélioration du modèle mathématique et de la prise des mesures est tout à fait envisageable, mais compte tenu du temps imparti pour faire le travail, le modèle a été conservé avec ces erreurs pour la suite du projet.

Simulation du laboratoire dans CitySim

L'objectif de ce chapitre est de simuler le laboratoire dans le logiciel « CitySim ». Ce logiciel a été développé à l'EPFL par l'entreprise Kaemco qui est spécialisé dans le conseil en énergie et physique urbaine. CitySim permet par le biais d'une modélisation 3D des bâtiments, ainsi que par les données physiques qui le constituent, de simuler les besoins horaires en chaleur et en froid tout en tenant compte des occupants des bâtiments ainsi que de son environnement. Il intègre également des modèles de conversion d'énergie tels que les panneaux solaires thermiques ou photovoltaïques. Concernant les bâtiments basse consommation, il simule les besoins énergétiques et la production en passant par des systèmes de stockage d'énergie.

Le logiciel CitySim intègre actuellement des modèles mathématiques pour les panneaux solaires photovoltaïques et thermiques afin de connaitre leur production. L'intégration de la simulation Matlab dans celui-ci vise à obtenir un modèle mathématique pour les panneaux solaires hybrides afin de simuler leurs productions sur des bâtiments en tenant compte des facteurs environnementaux.

1.15. Modélisation 3D du laboratoire dans SketchUp

Dans le but de simuler la production d'énergie du panneau PVT installé sur le laboratoire d'intégration des énergies renouvelables avec le logiciel « CitySim », une modélisation 3D du laboratoire est nécessaire. Pour cela, le logiciel « SketchUp Make » est utilisé d'une part pour sa simplicité d'utilisation et d'autre part pour utiliser l'extension d'exportation de fichier développé par Kaemco spécialement pour CitySim. Le bâtiment sera représenté uniquement par ses surfaces extérieures, les détails intérieurs n'étant pas nécessaires.

Le modèle 3D du laboratoire est visible ci-dessous, le panneau PVT est représenté par la surface bleue.

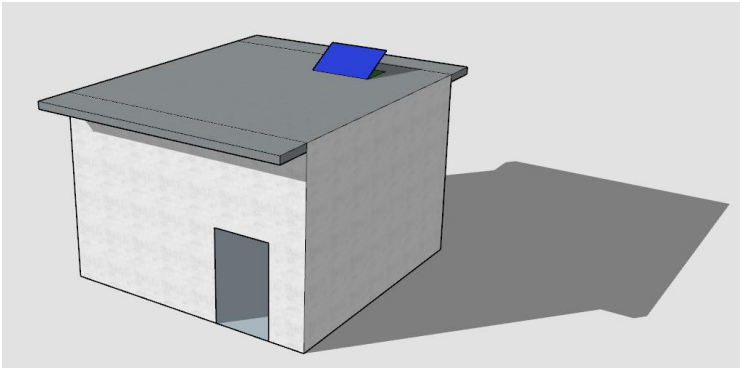


Figure 61 : vue isométrique du laboratoire LIER

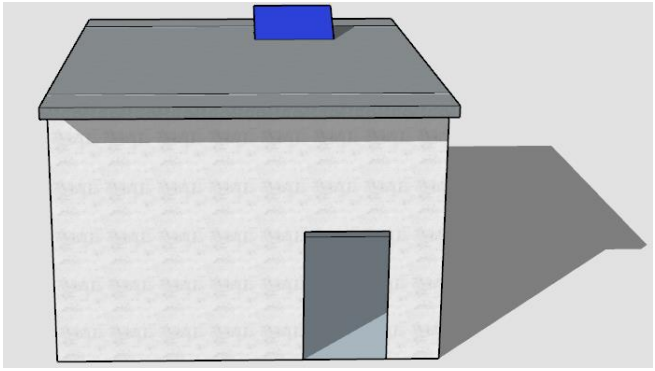


Figure 62 : vue de face du laboratoire LIER

Afin d'avoir la bonne orientation géographique réelle (Figure 16) dans CitySim, le modèle 3D a été placé avec le même azimut ($\gamma = -10°$) et le même angle d'inclinaison du capteur PVT ($\beta = 30°$) dans SketchUp. Les axes du repère cartésien X et Y correspondent respectivement à l'Est et au Nord géographique dans CitySim.

Lorsque la modélisation 3D est terminée, il faut définir les zones thermiques pour décrire le bâtiment dans CitySim. Dans SketchUp il faut alors créer des calques qui correspondent à chaque zone du bâtiment. Parmi ces zones, figurent :

- Les surfaces portant la notation #SURFACE, afin que CitySim reconnaisse cette zone
- Le sol noté #FLOOR
- Le toit noté #ROOF
- Les façades notées #FACADE

Ci-dessous un exemple de calque avec seulement les façades du bâtiment qui sont visibles.

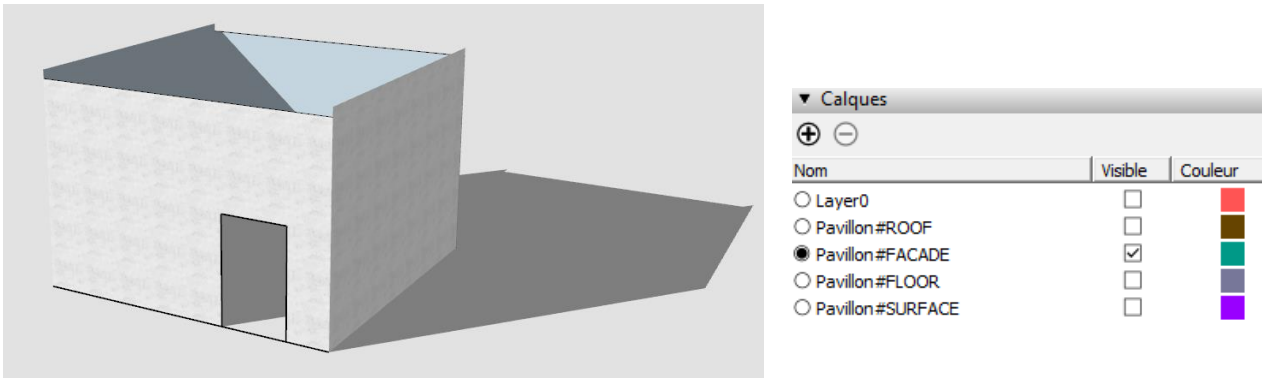


Figure 63 : exemple de calque dans SketchUp

Lorsque tout est correctement défini dans SketchUp, l'exportation vers CitySim peut être effectuée grâce à l'extension « POLYLINE skp to dxf » spécialement développée par Kaemco qui permet de convertir le modèle en format « .dxf » afin d'être exploité dans CitySim.

1.16. Importation dans CitySim

L'importation dans CitySim se fait naturellement. Ci-dessous le laboratoire LIER dans l'interface du logiciel. Chaque couleur correspond à une zone thermique qui est définie préalablement dans SketchUp grâce aux calques.

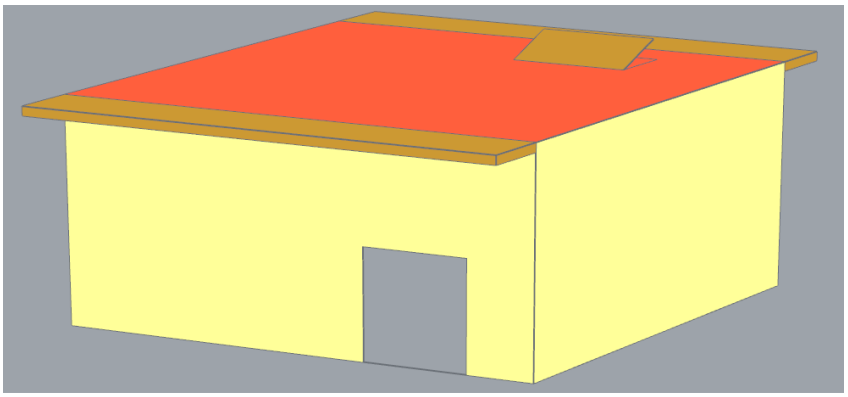


Figure 64 : laboratoire LIER dans CitySim

Lorsque le projet est enregistré, le logiciel l'enregistre sous le format XML. Avec ce fichier XML il est possible définir tous les paramètres physiques des surfaces à étudier. Dans le cadre du projet, les paramètres des surfaces, du sol ainsi que du toit sont laissés par défaut, seule la surface qui contient le panneau PVT va être éditée avec les paramètres constructeur. Pour repérer la surface qui contient le panneau, il suffit de cliquer dessus et de noter l'identifiant de la surface (« surface id ») qui va permettre d'éditer la bonne ligne de code dans le fichier XML.

Pour cela un nouveau « tag » a été développé en collaboration avec l'entreprise Kaemco spécialement pour le panneau PVT DualSun, les paramètres qui ont été choisis pour définir ce tag sont les suivants :

- « pvtRatio » : ratio entre la surface brute et la surface de toit équipée du panneau PVT
- « name » : nom du module utilisé
- « Pmp » : puissance maximale dans les conditions STC
- « Ac » : surface active, c'est-à-dire des cellules photovoltaïques

- « Vmp » : tension à puissance maximale
- « muVoc » : coefficient de tension
- « Tcnoct » : température des cellules dans les conditions NOCT
- « Tref » : température de référence dans les conditions STC
- « Pth » : puissance thermique maximale
- « massFlowRate » : le débit nominal
- « etampref » : rendement électrique constructeur

C'est grâce à ce « tag » que l'utilisateur va pouvoir modifier les paramètres physiques de son module hybride selon les données constructeur. Ci-dessous, un exemple de modification du fichier XML afin de définir les paramètres physiques de la surface qui contient le panneau PVT (id=36).

```
<Surface id="36" ShortWaveReflectance="0.2">
    <V0 x="12.24" y="8.23" z="5.00"/>
    <V1 x="12.10" y="9.07" z="5.49"/>
    <V2 x="10.44" y="8.78" z="5.49"/>
    <V3 x="10.59" y="7.94" z="5.00"/>
    <V4 x="12.24" y="8.23" z="5.00"/>
    <PVT pvtRatio="1" name="DualSun Wave 250" Pmp="250" Ac="1.58" Vmp="30.7"
    muVoc="-0.1232" Tcnoct="49.0" Tref="25" Pth="912" massFlowRate="0.025"/>
```

Figure 65 : tag PVT pour le fichier XML

Lorsque l'édition du fichier XML est terminée, il suffit de choisir un fichier météo d'une ville dans la base de données pour lancer une simulation sur une année.

Les résultats pour chaque surface sont disponibles soit par heure, par jour, par mois ou par année, les variables visibles dans l'interface du logiciel sont les suivantes :

- « Short Wave irradiation »
- « Long Wave net irradiation »
- « Surface temperature »
- « Photovoltaic production »
- « Solar thermal production »
- « Sky view factor »
- « Heating demand »
- « Cooling demand »
- « Indoor temperature »

Toutes les données peuvent être exportées en format « tsv » (Tab Separated Values) afin d'être exploitées dans un tableur.

Dans le cadre du projet, seule la production photovoltaïque et thermique du module présentent un intérêt. Ci-dessous un exemple de résultat dans l'interface de CitySim : production photovoltaïque pour le mois de janvier à Payerne (VD). La surface qui représente le PVT est visible en rouge.

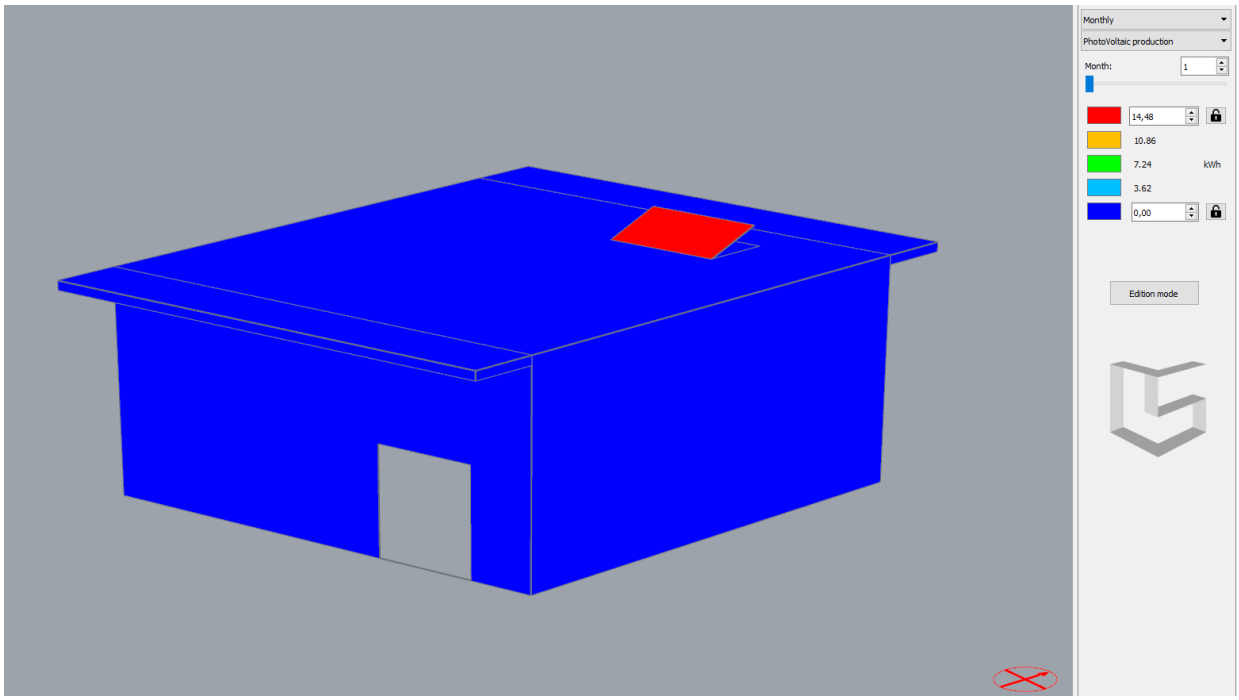


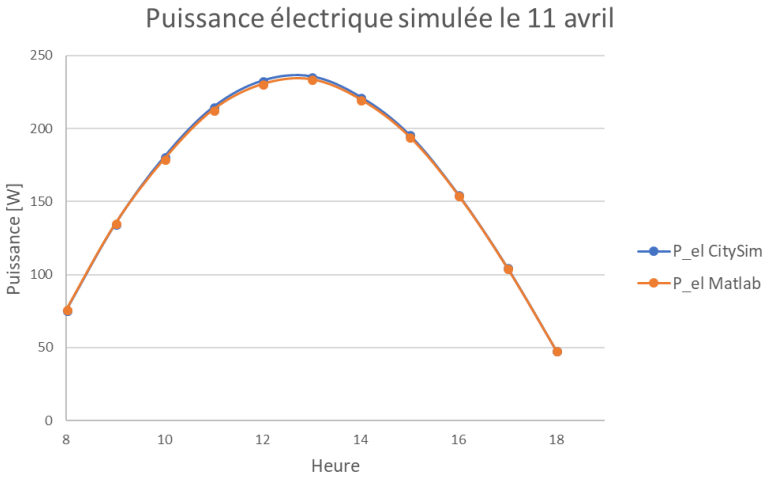
Figure 66 : simulation dans CitySim, production photovoltaïque pour le mois de janvier à Payerne

1.17. Comparaison des simulations dans Matlab et CitySim

Dans ce chapitre, la comparaison des résultats des simulations dans Matlab et CitySim est nécessaire afin de valider la fiabilité ainsi que la précision du code PVT implémenté dans CitySim avant de simuler des projets à plus grandes échelles. Pour effectuer ceci, trois journées à différentes saisons sont choisies :

- Le 11 avril
- Le 21 juin
- Le 25 septembre

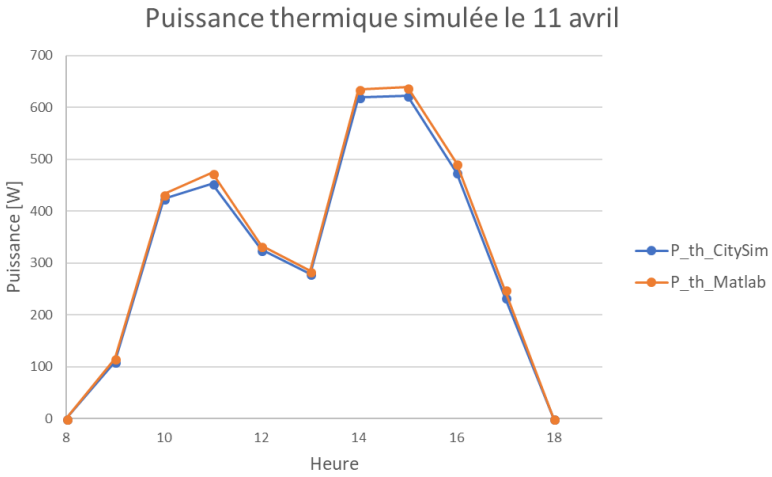
- Journée du 11 avril



P_el CitySim [Wh]	P_el Matlab [Wh]	Erreur relative [%]
76	76.6	1%
135	135.3	0%
181	179.6	1%
215	213.3	1%
233	230.7	1%
236	234.0	1%
222	220.4	1%
196	194.8	1%
155	154.7	0%
105	104.8	0%
48	48.1	0%

Figure 67 : comparaison entre la puissance électrique simulée dans Matlab et CitySim, 11 avril

L'erreur relative entre les deux simulations est inférieure à 1% ce qui démontre que l'implémentation du code Matlab dans CitySim est validée concernant la puissance électrique.

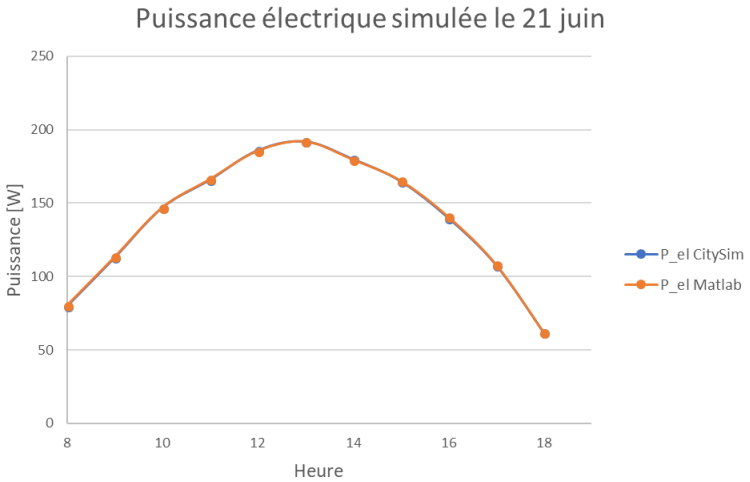


P_th CitySim [Wh]	P_th Matlab [Wh]	Erreur relative [%]
0	0	0%
110	116	6%
424	433	2%
453	474	5%
326	334	2%
279	284	2%
620	635	2%
623	639	3%
475	492	4%
234	248	6%
0	0	0%

Figure 68 : comparaison entre la puissance thermique simulée dans Matlab et CitySim, 11 avril

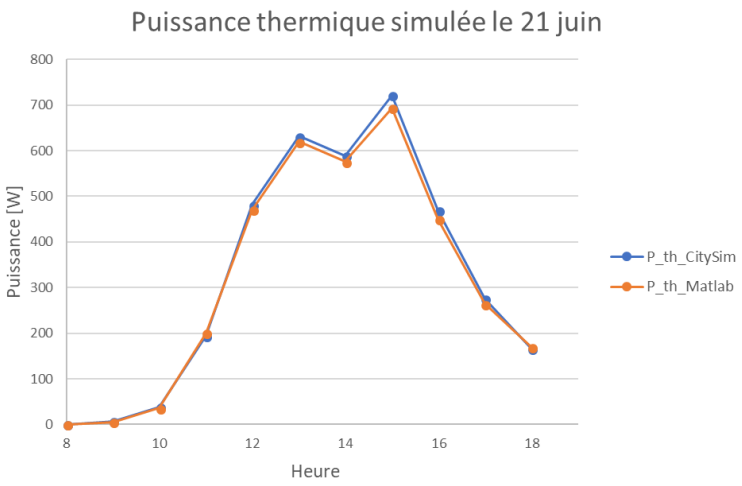
La comparaison de la puissance thermique simulée dans Matlab et dans CitySim montre moins de précision par rapport à la puissance électrique. En effet, l'erreur relative est de l'ordre de 3 % en moyenne, ce qui est acceptable. Le manque de précision dans la puissance thermique s'explique par le fait que certains paramètres ne sont pas calculés de la même manière dans les deux logiciels comme par exemple la température du ciel. Le nombre de chiffre significatif diffère également entre les deux logiciels. Dans le cadre du projet, cette erreur est tout à fait acceptable et la validation de l'implémentation du code concernant la puissance thermique peut être validée.

- Journée du 21 juin



P_el CitySim [Wh]	P_el Matlab [Wh]	Erreur relative [%]
80	80.6	1%
113	113.5	0%
147	147.1	0%
166	166.4	0%
186	185.7	0%
192	191.9	0%
180	179.6	0%
165	165.3	0%
140	140.7	0%
108	108.2	0%
62	62.0	0%

Figure 69 : comparaison entre la puissance électrique simulée dans Matlab et CitySim, 21 juin

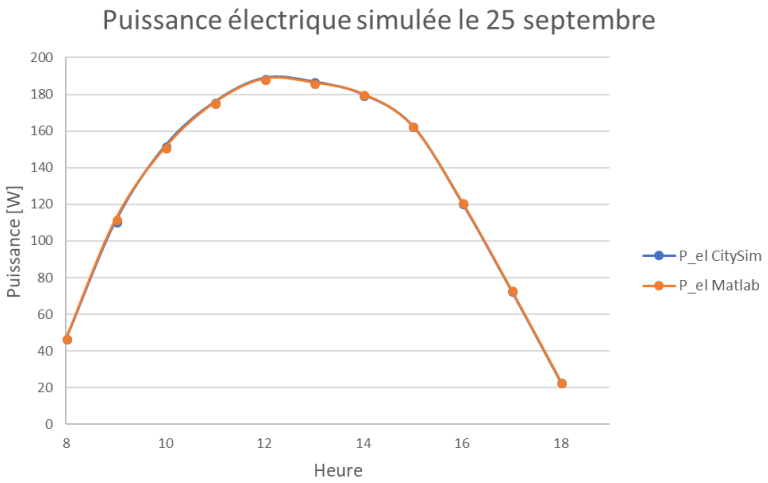


P_th CitySim [Wh]	P_th Matlab [Wh]	Erreur relative [%]
0	0	0%
7	6	14%
39	36	8%
194.5	201	3%
482	470	2%
631.6	620	2%
589	576	2%
722	694	4%
469	450	4%
276	264	4%
166	170	2%

Figure 70 : comparaison entre la puissance thermique simulée dans Matlab et CitySim, 21 juin

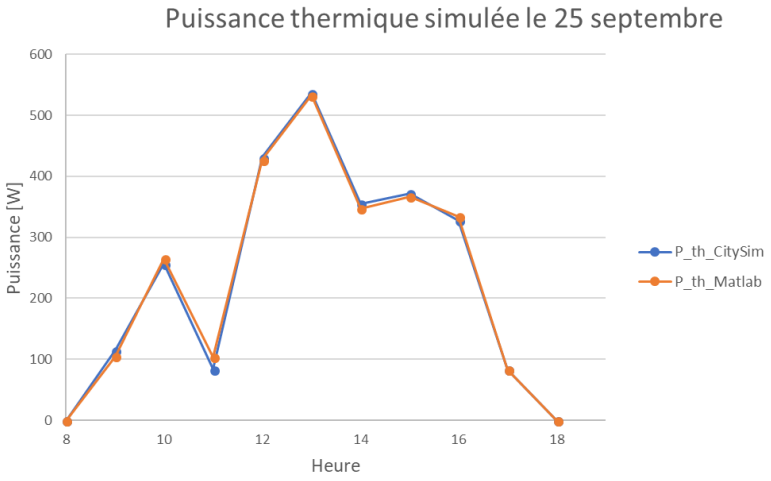
A 9 heures du matin, la puissance thermique a une erreur relative de 14 %, cela provient du fait que CitySim arrondit à la valeur supérieure de la puissance alors que la valeur de Matlab est exacte.

- Journée du 25 septembre



P_el CitySim [Wh]	P_el Matlab [Wh]	Erreur relative [%]
47	47.2	0%
111	112.0	1%
152	151.1	1%
176	175.6	0%
189	188.5	0%
187	186.4	0%
180	180.2	0%
163	162.7	0%
121	121.3	0%
73	73.3	0%
23	23.4	2%

Figure 71 : comparaison entre la puissance électrique simulée dans Matlab et CitySim, 25 septembre



P_th CitySim [Wh]	P_th Matlab [Wh]	Erreur relative [%]
0	0	0%
115	105	9%
257	265	3%
84	104	24%
431	427	1%
537	533	1%
355	347	2%
372	367	1%
328	334	2%
83	83	0%
0	0	0%

Figure 72 : comparaison entre la puissance thermique simulée dans Matlab et CitySim, 25 septembre

L'observation de la Figure 72 montre une erreur relative de 24 % à 11 heures du matin. En comparant les variables de CitySim et de Matlab, il s'avère que la valeur du coefficient de perte par convection naturelle est différente à cette itération (nombre de chiffre significatif après la virgule). La vitesse du vent était élevée par rapport aux autres mesures (4 fois plus élevée) pour cette itération.

1.18. Comparaison entre une journée de mesure et la simulation CitySim

La comparaison entre les mesures expérimentales effectuées au laboratoire et la simulation dans CitySim est difficile à mettre en place puisqu'il faudrait établir un fichier climatique selon les normes de CitySim et qu'il soit spécialement conçu pour l'emplacement géographique du laboratoire.

Pour avoir une comparaison entre les mesures expérimentales et la simulation du LIER dans CitySim, la méthode est la suivante : en se basant sur les paramètres les plus influents (irradiance et la température extérieure) d'une journée de mesure, une journée typique ayant quasiment les mêmes paramètres est choisie dans CitySim pour effectuer la comparaison.

Ci-dessous est visible la courbe de température mesurée lors d'une journée au LIER, ainsi que la courbe de température du fichier climatique de la journée choisie dans CitySim :

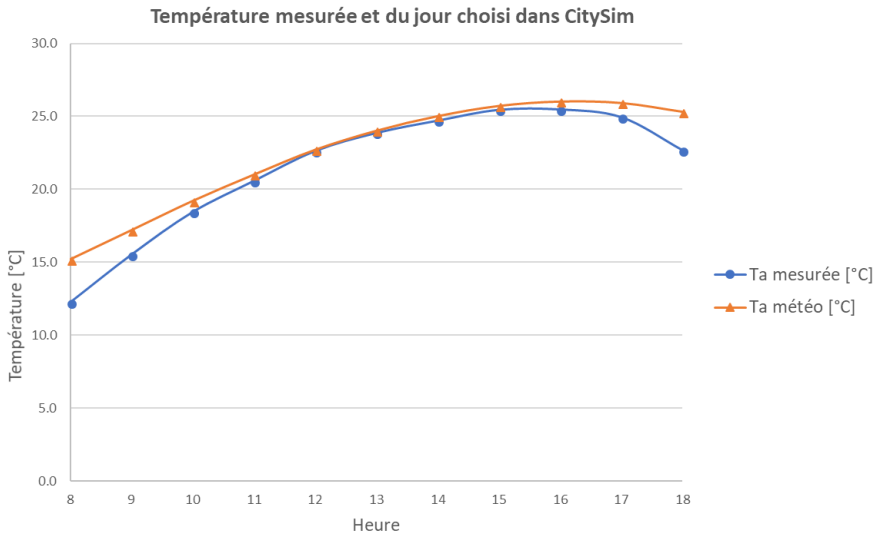


Figure 73 : température ambiante expérimentale et du fichier météo pour la journée choisie dans CitySim

Le profil de température choisi est quasiment identique pour les heures où la production d'énergie est la plus élevée, c'est-à-dire entre 10 heures et 16 heures. L'irradiance, visible ci-dessous, a également été choisie de telle sorte qu'elle soit similaire entre les données expérimentales et la simulation.

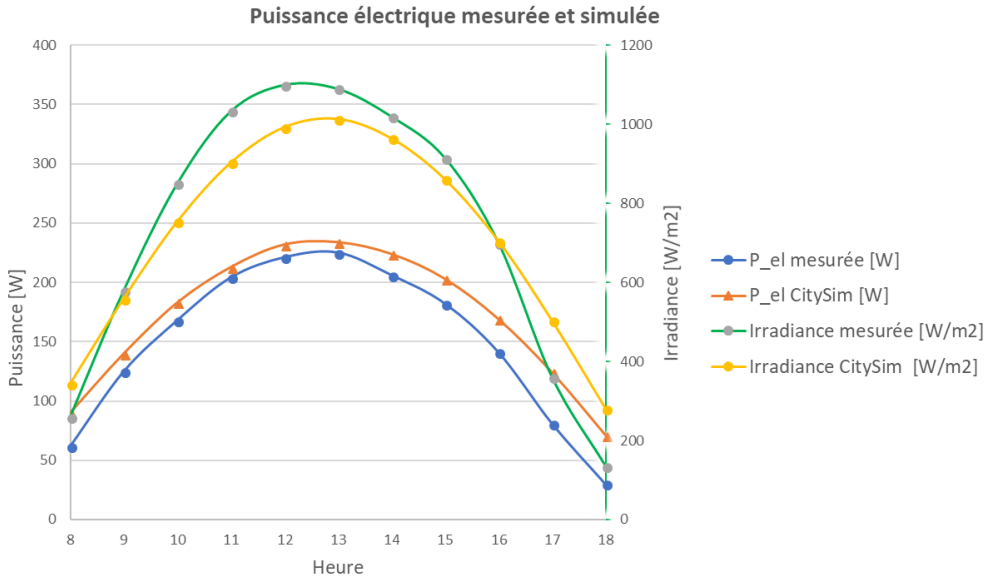


Figure 74 : puissance électrique mesurée et simulée dans CitySim

La comparaison entre la puissance électrique mesurée et la puissance électrique simulée montre bien que la simulation dans CitySim est valide par rapport à l'expérimentale. En effet, la tendance des courbes de la puissance électrique est similaire, une différence relative de 6 % a été calculée pour les heures ou les conditions sont très similaires, c'est-à-dire entre 10 heures et 14 heures.

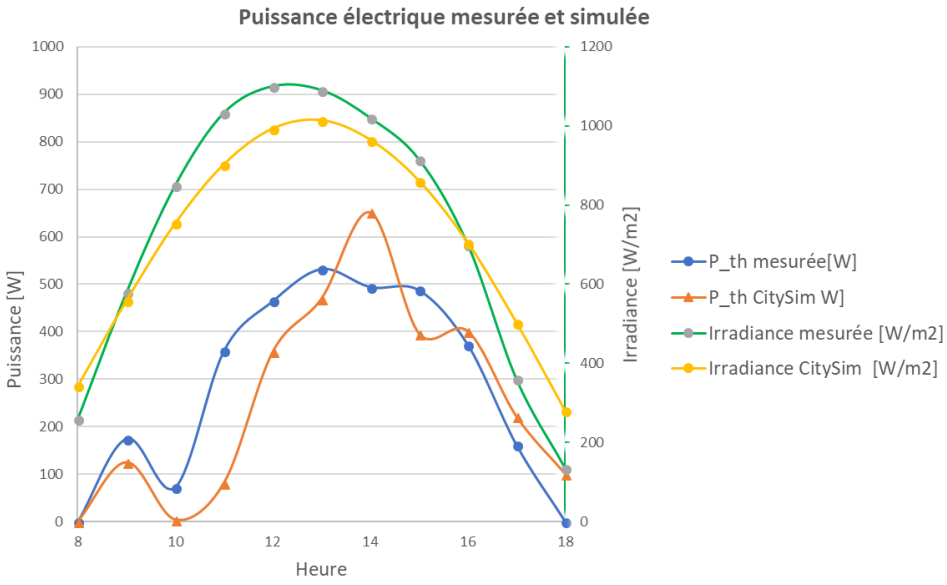


Figure 75 : puissance thermique mesurée et simulée dans CitySim

En observant la Figure 75, le pic de 14 heures s'explique par une baisse soudaine de la vitesse du vent à cet instant. En regardant les valeurs dans le logiciel CitySim, la vitesse du vent est de $1.6\ [m.s^{-1}]$ à 13 heures puis passe à $0.6\ [m.s^{-1}]$ à 14h pour remonter à $1.9\ [m.s^{-1}]$ à 15h. Le modèle mathématique est visiblement trop sensible aux variations de la vitesse du vent lorsque la comparaison est effectuée avec les valeurs expérimentales.

Concernant la puissance thermique, il est plus difficile de faire une comparaison précise car elle dépend sensiblement de plusieurs facteurs tels que la température d'entrée du fluide, la vitesse du vent ou encore le débit. La Figure 75 montre malgré tout une similitude entre l'expérimentale et la simulation avec une tendance commune entre les deux courbes.

Application au BlueFactory

Lors de la fermeture de la brasserie Cardinal, les autorités cantonales et communales ont décidé de réhabiliter le site compte tenu de sa position géographique stratégique dans la ville de Fribourg. Pour cela, un concours d'architecture a été lancé afin d'étudier le potentiel de la surface du site ($53'000\ m^2$) dans le but de construire un quartier d'innovation ainsi que des logements en lien avec les activités développées sur le site. Actuellement, le site du BlueFactory comporte quelques bâtiments dont la Halle Bleue, un bâtiment d'innovation qui accueille plusieurs plateformes de recherche dans divers domaines scientifiques.



Figure 76 : futur quartier du BlueFactory, rendu par CPI FRIMA

Dans le cadre de ce travail, l'objectif de ce chapitre est de simuler la production énergétique du futur quartier du BlueFactory en s'appuyant sur les deux variantes établies lors du plan d'affectation cantonal. Deux modèles de simulation des différents quartiers ont été établies dans CitySim par (D.Diallo, 2018), ils sont visibles ci-dessous :

- Modèle n°1 : variante en « U »

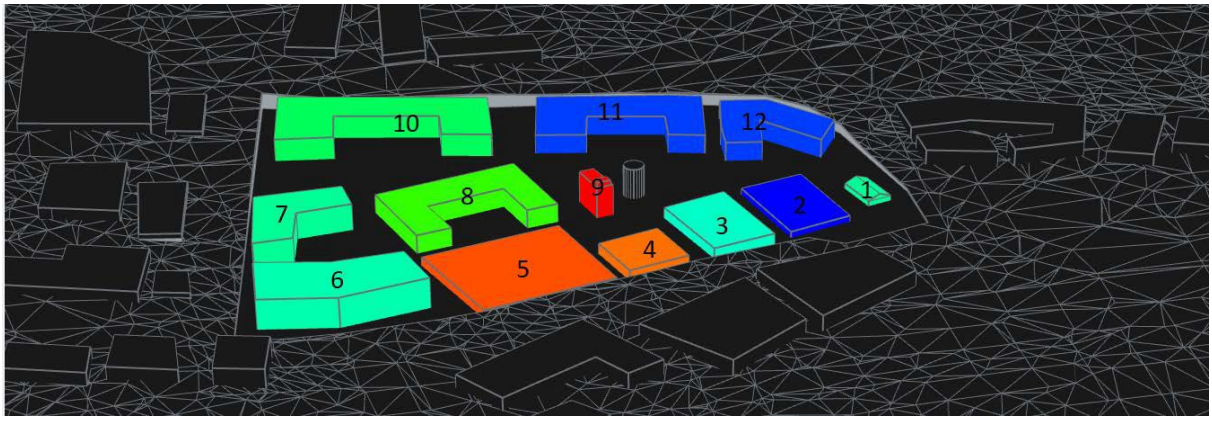


Figure 77 : modèle n°1 dans CitySim, tiré de (D.Diallo, 2018)

- Modèle n°2 : variante en « îlots »

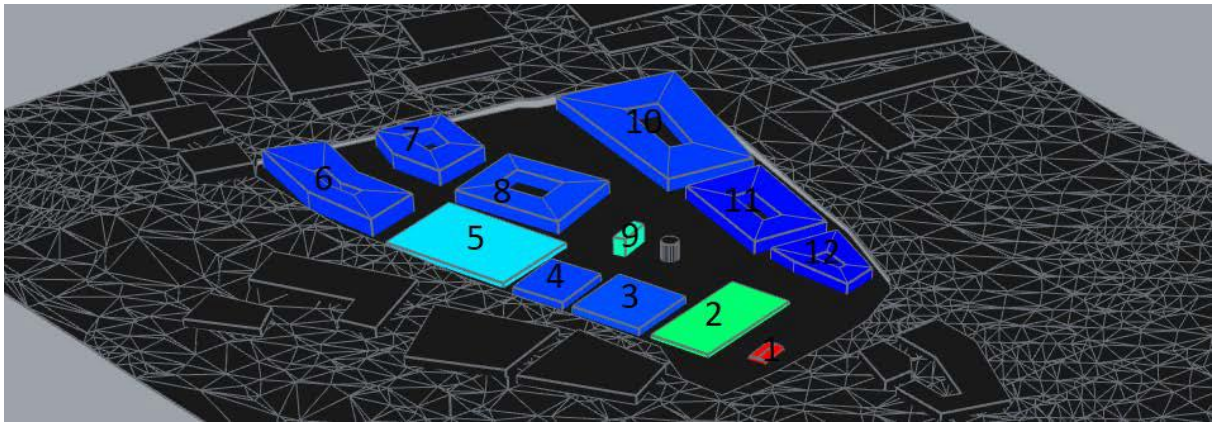


Figure 78 : modèle n°2 dans CitySim, tiré de (D.Diallo, 2018)

Dans un premier temps, les toits des bâtiments vont être équipés de panneaux photovoltaïques et de panneaux solaires thermiques à proportions égales (50 % PV et 50 % ST) puis dans un second temps, les bâtiments seront équipés exclusivement de panneaux hybrides (100 % PVT). La comparaison des deux systèmes énergétiques permettra de mettre en évidence si la technologie hybride est intéressante pour le futur quartier BlueFactory. Il faut noter que les simulations ne tiennent pas compte des besoins énergétiques du site, seule la production est simulée.

Afin d'obtenir des résultats proches de la réalité, il faut calculer pour chaque bâtiment le volume de stockage d'eau chaude sanitaire. En effet, lorsque le code Matlab a été intégré dans CitySim l'hypothèse suivante a été émise : la température d'entrée du fluide dans le collecteur est égale à la température moyenne du ballon d'eau chaude sanitaire. Pour faire ce calcul, la méthode Viessmann a été utilisée :

$$V_{stock} = \frac{2\, V_{pers}\, P\, (T_{target} - T_{cold})}{T_{stock} - T_{cold}} \tag{67}$$

Avec :

V_{pers}: volume d'eau consommé par jour, par personne [L]

P : nombre de personne [−]

2 : coefficient de sécurité [−]

T_{target} : température souhaitée de l'eau chaude sanitaire [°C]

T_{cold} : température froide du réseau [°C]

T_{stock} : température de stockage dans le ballon [°C]

V_{stock} : volume du stockage d'ECS [L]

Ci-dessous, les différentes valeurs pour chaque paramètre :

$V_{pers}\ Bureaux$	10	[L/pers]
$V_{pers}\ Logements$	30	[L/pers]
T_{target}	45	[°C]
T_{cold}	12	[°C]
T_{stock}	70	[°C]

Tableau 14 : paramètres pour le calcul du volume de stockage ECS

Pour calculer le nombre de personnes par bâtiment, la norme SIA 380/1, préconise la surface minimum par personne selon le type de bâtiment, à savoir pour un logement $S_{pers,logement} = 40 \left[\frac{m^2}{pers}\right]$ et pour un bureau $S_{pers,bureau} = 20 \left[\frac{m^2}{pers}\right]$. Grâce aux fichiers à modélisation 3D des différents modèles de construction du futur site du BlueFactory effectués par (D.Diallo, 2018), il est possible de mesurer directement la surface brute de chaque bâtiment. C'est ainsi que le nombre d'occupants est estimé pour chaque bâtiments des deux modèles. Ci-dessous un exemple de calcul pour le volume du stockage d'eau chaude pour le modèle 1 (voir annexes 1.1 pour l'autre modèle).

Modèle 1

Bâtiments	Type de bâtiments	Surface Brute [m2]	Nombre d'occupants	Consommation ECS [L]	Volume Tank [L]	Volume Tank [m3]
1	Bureau	271	14	135	154	0.154
2	Bureau	1690	84	845	961	0.961
3	Bureau	1672	84	836	951	0.951
4	Bureau	1047	52	524	596	0.596
5	Bureau	4573	229	2287	2602	2.602
6	Logement	2841	71	2131	2425	2.425
7	Logement	1511	38	1133	1290	1.290
8	Bureau	2550	127	1275	1451	1.451
9	Bureau	126	6	63	72	0.072
10	Logement	3304	83	2478	2820	2.820
11	Logement	2694	67	2020	2299	2.299
12	Logement	1719	43	1289	1467	1.467

Tableau 15 : calcul du volume de stockage d'eau chaude sanitaire, modèle 1

1.19. Résultats des simulations

Les bâtiments ont été équipés dans un premier temps de panneaux photovoltaïques ainsi que du solaire thermique ayant les caractéristiques suivantes :

- Panneaux PV SolTech

Paramètres Soltech	Valeur	Unité
Puissance nominale, P_{mpp}	250	[Wp]
Rendement électrique, $\eta_{él}$	0,153	[−]
Nombre de cellules monocristallin, N_{cell}	60	[−]

Tableau 16 : paramètres des panneaux PV

- Panneaux solaires thermiques

Paramètres C8/8.S.HI	Valeur	Unité
Rendement optique, η_o	0.744	[−]
Premier coefficient de perte de chaleur, a_1	3.3	$\left[\frac{W}{m^2.K}\right]$
Deuxième coefficient de perte de chaleur, a_2	0.021	$\left[\frac{W}{m^2.K^2}\right]$

Tableau 17 : paramètres des panneaux ST

Afin de pouvoir établir une comparaison entre la production PV et PVT, le panneau PV a été choisi en fonction de sa technologie, à savoir des cellules monocristallines, le même nombre de cellules, la même puissance nominale et un rendement électrique quasi équivalent (15.3 % pour le PV contre 15.4 % pour le PVT).

Concernant les paramètres de simulation, le volume du stockage d'eau chaude a été calculé pour chaque bâtiment (voir Tableau 15). La température d'eau chaude minimale est de 20°C, tandis que la température maximale est de 70°C et que la source d'énergie de chaleur est mise à zéro (Boiler – Pmax = 0). Un exemple des paramètres du fichier XML pour le modèle 1 est visible ci-dessous.

```
<Building Name="" id="0" key="b1" Vi="3395.21387" Ninf="0.1" BlindsLambda="0.2" BlindsIrradianceCutOff="100" Simulate="true">
    <HeatTank V="0.154" phi="20" rho="1000" Cp="4180" Tmin="20" Tmax="70"/>
    <CoolTank V="0.01" phi="20" rho="1000" Cp="4180" Tmin="5" Tmax="20"/>
    <HeatSource beginDay="1" endDay="365">
        <Boiler name="" Pmax="0" eta_th="0.95"/>
    </HeatSource>
```

Figure 79 : exemple de paramètres pour le bâtiment b1 du modèle 1

```
<PV pvRatio="0.4" name="1Soltech 1STH-250-WH" Etampref="0.152905" Vmp="30.7" muVoc="-0.1376" Tcnoct="49.9" Tref="25"/>
<ST stRatio="0.4" name="C8/8.S.HI" eta0="0.744" a1="3.3" a2="0.021"/>
```

Figure 80 : paramètres des panneaux PV et ST

Le "pvRatio" ainsi que le "stRatio" est fixé à 0.4 ce qui correspond à 40 % de la toiture car seulement 80 % de la surface du toit est exploitable pour la pose de panneaux.

```
<PVT pvtRatio="0.8" name="DualSun Wave 250" Etampref="0.154" Ac="1.58" Vmp="30.7" muVoc="-0.1232"
 Tcnoct="49.0" Tref="25" Pth="912" massFlowRate="0.025"/>
```

Figure 81 : paramètres des panneaux PVT

Lorsque tous les paramètres sont définis, la simulation peut être lancée. Un fichier climatique de la ville de Fribourg a été édité par (D.Diallo, 2018) pour la simulation du site du BlueFactory.

1.19.1. Modèle n°1

Les résultats de simulations sont traités de la manière suivante :

- La production électrique et thermique est sommée par mois et par bâtiment :

Production PV [kWh]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh]
1	-787	-3451	-3411	-2301	-8496	-6355	-3375	-5543	-357	-7371	-5990	-3834	51270
2	-1047	-5571	-5356	-3498	-14106	-9651	-5117	-8565	-545	-11174	-9086	-5820	79536
3	-1723	-9946	-9724	-6203	-25778	-17092	-9060	-15256	-918	-19764	-16092	-10302	141858
4	-2252	-13061	-13049	-8114	-35037	-22367	-11901	-20036	-1198	-26016	-21179	-13523	187734
5	-2704	-15616	-15550	-9646	-42059	-26646	-14138	-23852	-1426	-30976	-25242	-16110	223964
6	-2886	-16851	-16744	-10410	-45263	-28687	-15223	-25694	-1487	-33334	-27145	-17338	241060
7	-2928	-17075	-16980	-10555	-45942	-29080	-15435	-26041	-1516	-33805	-27531	-17577	244464
8	-2496	-14466	-14427	-8945	-38939	-24703	-13120	-22118	-1328	-28726	-23396	-14937	207600
9	-1844	-10758	-10675	-6691	-28430	-18461	-9812	-16499	-990	-21445	-17449	-11147	154202
10	-1214	-6757	-6552	-4225	-17280	-11664	-6182	-10367	-643	-13496	-10984	-7029	96395
11	-782	-3718	-3590	-2397	-9009	-6603	-3505	-5801	-372	-7670	-6228	-3974	53649
12	-611	-2649	-2657	-1780	-6635	-4895	-2604	-4274	-276	-5683	-4626	-2956	39648
												Total	1721382

Figure 82 : production PV pour le modèle 1

- Les énergies sont ensuite normalisées en énergies surfaciques grâce à la surface brute du toit afin de permettre une comparaison entre les différents systèmes énergétiques :

Modèle 1

Bâtiments	Surface Brute [m2]	Surface Brute 40 % [m2]	Surface Brute 80 % [m2]
1	271	108	217
2	1690	676	1352
3	1672	669	1338
4	1047	419	838
5	4573	1829	3659
6	2841	1136	2273
7	1511	605	1209
8	2550	1020	2040
9	126	50	101
10	3304	1322	2643
11	2694	1077	2155
12	1719	688	1375

Figure 83 : surface brute du toit des différents bâtiments

Production PV [kWh/m2]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh/m2]
1	-7	-5	-5	-5	-5	-6	-6	-5	-7	-6	-6	-6	68
2	-10	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-11	-8	-8	-8	103
3	-16	-15	-15	-15	-14	-15	-15	-15	-18	-15	-15	-15	182
4	-21	-19	-20	-19	-19	-20	-20	-20	-24	-20	-20	-20	240
5	-25	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-28	-23	-23	-23	286
6	-27	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-29	-25	-25	-25	307
7	-27	-25	-25	-25	-25	-26	-26	-26	-30	-26	-26	-26	311
8	-23	-21	-22	-21	-21	-22	-22	-22	-26	-22	-22	-22	265
9	-17	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-20	-16	-16	-16	197
10	-11	-10	-10	-10	-9	-10	-10	-10	-13	-10	-10	-10	125
11	-7	-6	-5	-6	-5	-6	-6	-6	-7	-6	-6	-6	71
12	-6	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-5	-4	-4	-4	53
												Total	2208

Figure 84 : production PV surfacique pour le modèle 1

- Pour finir, il est possible de comparer la production d'énergie entre les deux systèmes :

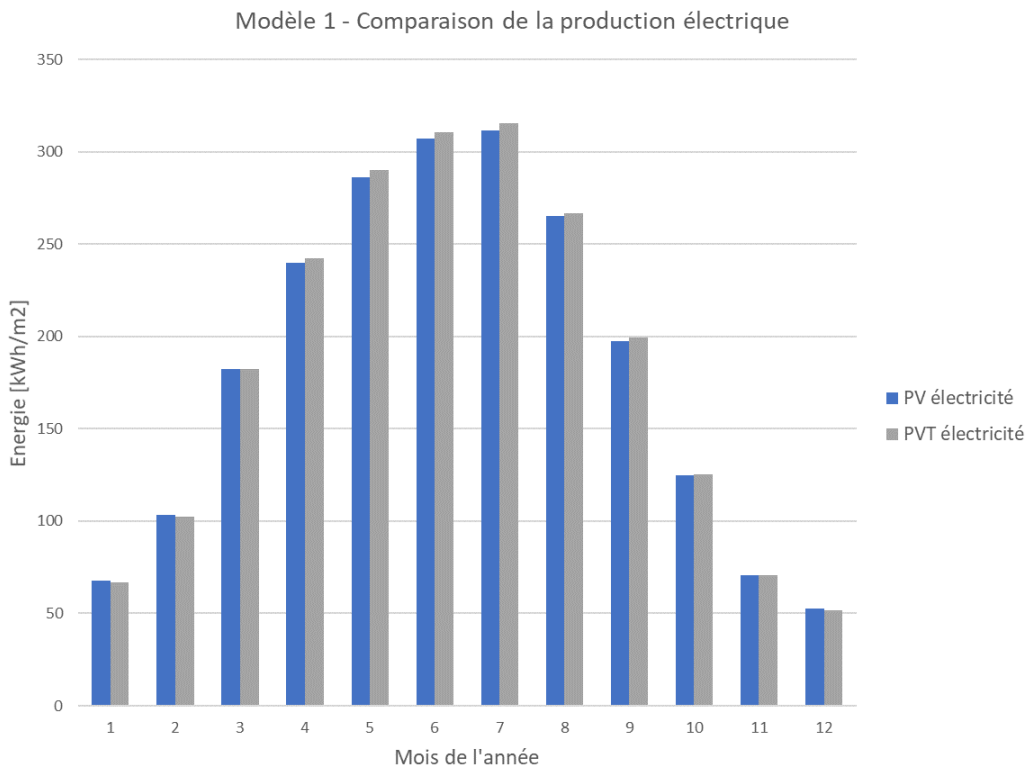


Figure 85 : graphique de comparaison de la production électrique PV et PVT, modèle 1

Mois	P_el PVT [kWh/m2]	P_el PV [kWh/m2]	Différence relative [%]
1	67	68	1.8%
2	102	103	1.0%
3	182	182	0.2%
4	242	240	1.0%
5	290	286	1.4%
6	311	307	1.2%
7	316	311	1.4%
8	267	265	0.6%
9	199	197	1.1%
10	125	125	0.7%
11	70	71	0.4%
12	52	53	1.7%
Total	2224	2208	0.7%

Figure 86 : comparaison entre la production électrique PV et PVT, modèle 1

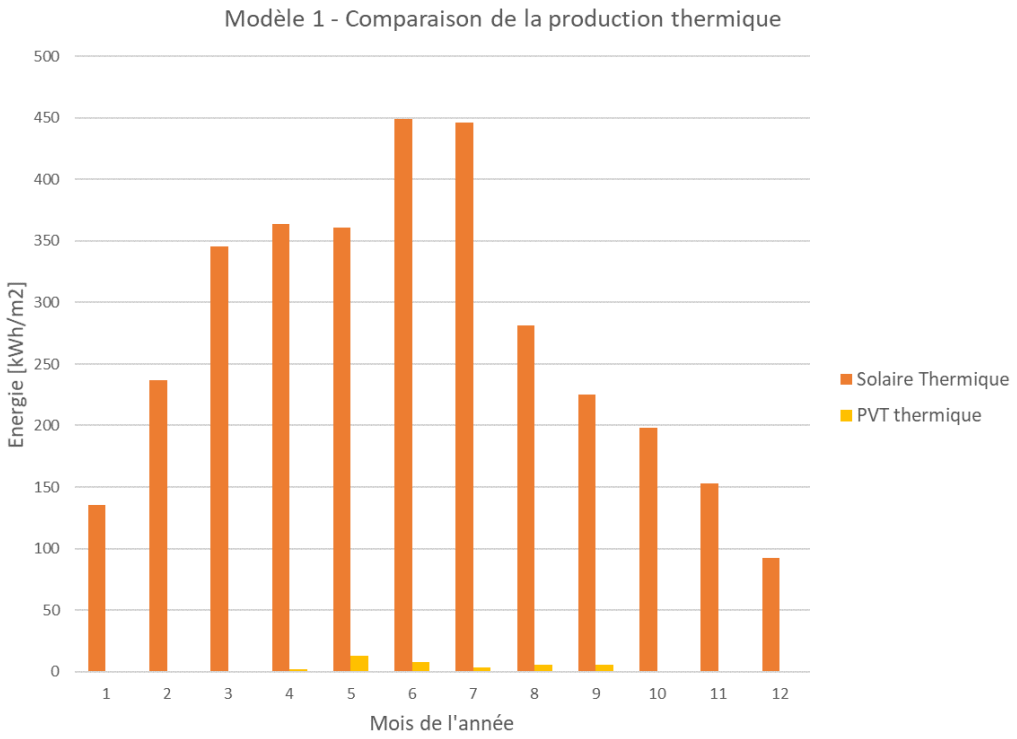


Figure 87 : graphique de comparaison de la production thermique PV et PVT, modèle 1

Mois	P_th PVT [kWh/m2]	P_th PV [kWh/m2]	Différence relative [%]
1	0	136	100.0%
2	0	237	100.0%
3	1	346	99.8%
4	2	364	99.5%
5	13	361	96.5%
6	8	449	98.3%
7	4	446	99.2%
8	5	282	98.1%
9	5	225	97.7%
10	1	198	99.7%
11	0	153	100.0%
12	0	93	100.0%
Total	38	3288	98.9%

Figure 88 : comparaison entre la production thermique PV et PVT, modèle 1

	Energie électrique [MWh/m2]	Energie thermique [MWh/m2]
PV	2.2	-
ST	-	3.29
PVT	2.22	0.04
Différence	0.7%	-99%

Figure 89 : résumé des résultats, modèle 1

1.19.2. Modèle n°2

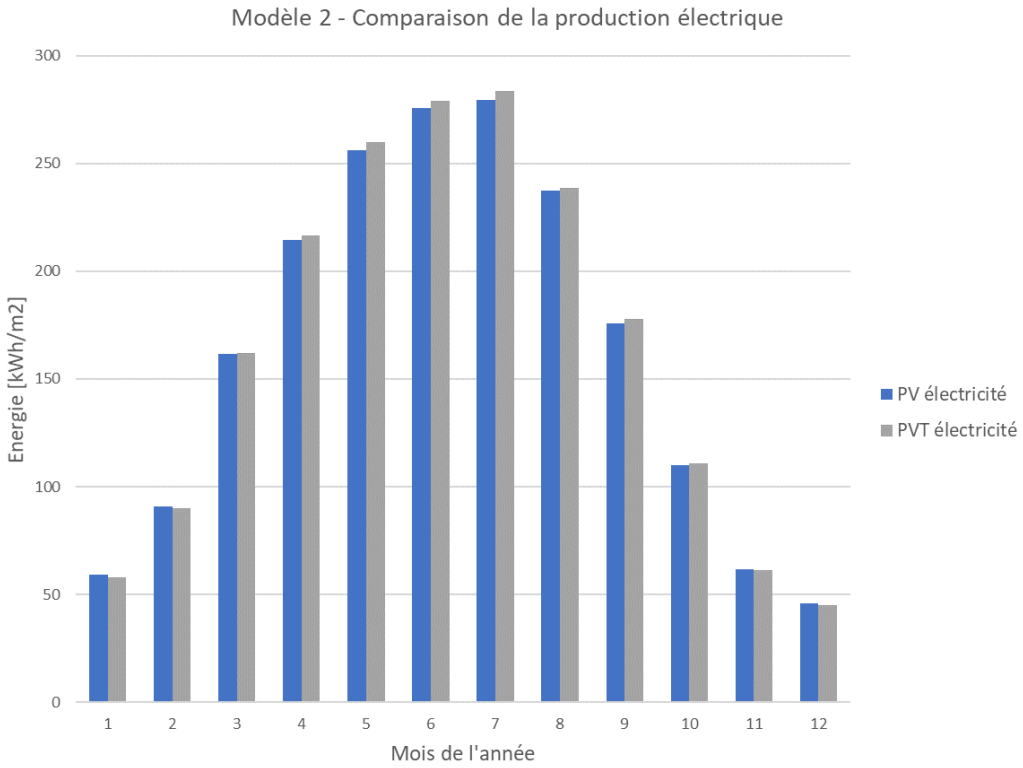


Figure 90 : graphique de comparaison de la production électrique PV et PVT, modèle 2

Mois	P_el PVT [kWh/m2]	P_el PV [kWh/m2]	Différence relative [%]
1	58	59	1.8%
2	90	91	1.0%
3	162	162	0.2%
4	217	215	1.0%
5	260	256	1.4%
6	279	276	1.2%
7	284	280	1.4%
8	239	237	0.6%
9	178	176	1.1%
10	111	110	0.7%
11	61	62	0.4%
12	45	46	1.7%
Total	1983	1968	0.7%

Figure 91 : comparaison entre la production électrique PV et PVT, modèle 2

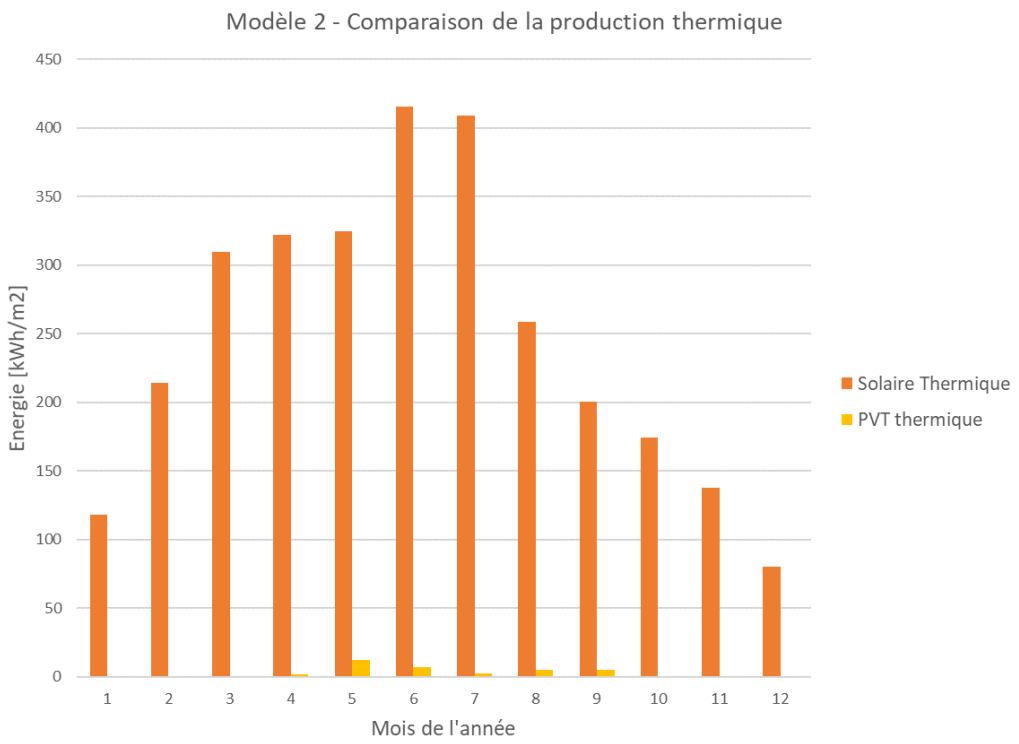


Figure 92 : graphique de comparaison de la production thermique PV et PVT, modèle 2

Mois	P_th PVT [kWh/m2]	P_th PV [kWh/m2]	Différence relative [%]
1	0	118	100.0%
2	0	214	100.0%
3	1	310	99.8%
4	2	322	99.5%
5	12	325	96.2%
6	7	416	98.4%
7	2	409	99.4%
8	5	259	98.0%
9	5	201	97.7%
10	0	174	99.8%
11	0	138	100.0%
12	0	80	100.0%
Total	34	2965	98.9%

Figure 93 : comparaison entre la production thermique PV et PVT, modèle 2

	Energie électrique [MWh/m2]	Energie thermique [MWh/m2]
PV	1.97	-
ST	-	2.97
PVT	2.0	0.03
Différence	0.7%	-99%

Figure 94 : résumé des résultats, modèle 2

1.19.3. Analyse des simulations

L'observation de la Figure 85 et de la Figure 90 montre une meilleure production d'électricité pour la technologie PVT sur l'année. Cependant, de façon mensuelle, l'observation montre que la technologie PV produit plus pendant les mois les plus froids de l'année (novembre, décembre, janvier et février) alors que le PVT produit davantage pendant les mois les plus chauds (avril, mai, juin, juillet, août, septembre, octobre). Les mois de mai, juin et juillet mettent en évidence l'avantage de la technologie de refroidissement du panneau PVT. Il faut noter que l'efficacité électrique du panneau PVT est légèrement supérieure à celle du panneau PV avec une différence relative de 0.6 % (voir Figure 95).

	PV	PVT	Différence relative [%]
Efficacité électrique	0.153	0.154	0.6%

Figure 95 : comparaison de l'efficacité électrique PV et PVT

Pour le modèle 1 par exemple, en observant la Figure 86, au mois de juillet le PVT produit 1.4 % de plus que le panneau PV, soit réellement 0.8 % de plus si on soustrait la différence d'efficacité entre les deux panneaux. Le refroidissement dû à la technologie hybride est donc efficace lorsque la température ambiante commence à être élevée.

Concernant la production thermique, la technologie hybride n'offre pas des performances équivalentes à celle du solaire thermique. L'observation des graphiques (Figure 87 et Figure 92) montre que le PVT produit jusqu'à 98 % de moins que le solaire thermique. Ceci peut s'expliquer pour plusieurs raisons :

- Le panneau PVT choisi est sans isolant sur sa face arrière afin de favoriser la production électrique.
- Le modèle mathématique a été calibré pour un panneau PVT dans les conditions tests du laboratoire et non pour un panneau posé sur un toit d'un bâtiment (augmentation du phénomène de convection, pas d'isolation sur la face arrière etc.).
- Dans les simulations CitySim, le débit du fluide reste constant, pour favoriser une meilleure production thermique il faudrait établir une simulation avec un débit variable.

Pour la future construction du quartier BlueFactory, deux différents quartiers avec des dispositions différentes de bâtiments ont été étudiés. La Figure 96 résume la production énergétique des différents modèles. Le résultat est sans appel, la disposition des bâtiments du modèle n°1 est plus efficace par rapport au modèle n°2 avec 10.3 % de production énergétique en plus (pour chacune des technologies). Ceci peut s'expliquer par une meilleure orientation des bâtiments ainsi qu'un meilleur espacement entre les bâtiments ce qui réduit les phénomènes d'ombrage entre eux.

	Modèle 1	Modèle 2
Surface brute total [m2]	23998	26813
PV [MWh/m2]	**2.21**	1.97
ST [MWh/m2]	**3.29**	2.97
PVT_él [MWh/m2]	**2.22**	1.98
PVT_th [MWh/m2]	**0.04**	0.03

Figure 96 : comparaison des deux modèles du futur quartier du BlueFactory

En conclusion de ce chapitre, le remplacement intégral des panneaux PV et ST par du PVT n'est pas favorable au site du future BlueFactory si les besoins en chaleur sont un critère indispensable au site. Néanmoins, dans cette analyse de production énergétique, la performance du refroidissement de la technologie PVT a été mise en

évidence avec un refroidissement de l'ordre de 1 % durant l'été. La meilleure disposition des bâtiments est celle du modèle n°1.

Un système combiné de production énergétique avec des panneaux PVT et des pompes à chaleur air/eau peut être imaginé, mais sera financièrement plus cher que d'utiliser des panneaux photovoltaïques classiques ainsi que du solaire thermique.

1.20. Mise en évidence du refroidissement du PVT

Dans cette section sont simulés la production électrique d'un panneau PV et celle d'un panneau PVT afin de mettre en évidence la technologie de refroidissement du module hybride. Pour cela, le même panneau PV utilisé lors de la simulation du BlueFactory a été choisi (voir Tableau 16).

Les deux modules sont placés sur le même toit et sont soumis aux mêmes conditions climatiques. Seule la technologie de production est différente entre les deux simulations.

La production électrique est directement donnée dans les résultats exportés depuis CitySim, la température des cellules du PVT est aussi calculée par CitySim puisqu'elle fait partie des variables inconnues du modèle mathématique élaboré précédemment (voir paragraphe 1.13).

Pour estimer la température des cellules du panneau PV, la formule empirique suivante est utilisée (M.Tognolini & L.Bossoney, 2016) :

$$T_{cell} = T_a + C_t \,.\, G_{eff} \tag{68}$$

$$C_t = \frac{T_{cell,NOCT} - T_{a,NOCT}}{G_{NOCT}} = 0.03625\ [°\mathrm{C}.\mathrm{m}^2.\mathrm{W}^{-1}] \tag{69}$$

Les résultats des simulations sont visibles ci-dessous :

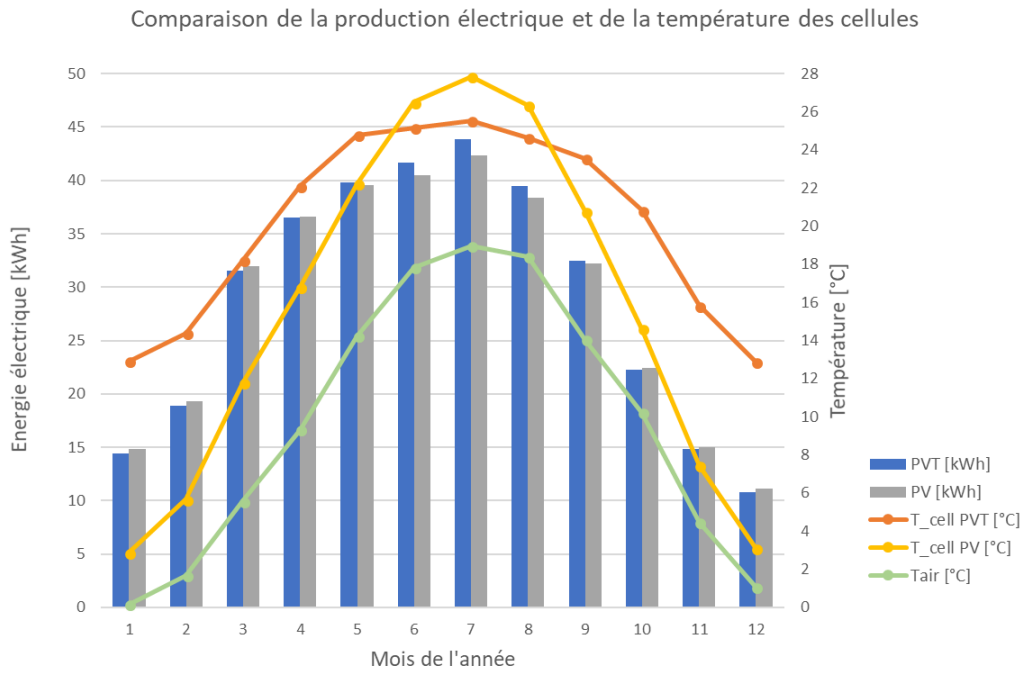


Figure 97 : graphique qui compare la production électrique et la température des cellules PV/PVT

Mois	PVT [kWh]	T_cell PVT [°C]	PV [kWh]	T_cell PV [°C]	Tair [°C]
1	14.38	12.92	14.86	2.89	0.17
2	18.85	14.39	19.31	5.68	1.69
3	31.57	18.22	31.99	11.79	5.59
4	36.48	22.11	36.61	16.84	9.35
5	39.82	24.78	39.55	22.23	14.25
6	41.65	25.16	40.48	26.52	17.84
7	43.87	25.54	42.37	27.86	18.98
8	39.48	24.64	38.37	26.33	18.42
9	32.49	23.55	32.19	20.80	14.06
10	22.25	20.83	22.41	14.64	10.24
11	14.82	15.83	15.05	7.44	4.48
12	10.77	12.89	11.11	3.11	1.08

Figure 98 : comparaison de la production et des températures des cellules PV/PVT

L'observation de la Figure 97 et de la Figure 98 démontre clairement que le module PVT refroidit mieux ses cellules photovoltaïques durant les périodes chaudes, soit de début juin à fin août. Pour les périodes les plus froides de l'année le panneau PV offre de meilleures performances électriques. En effet ses cellules sont à une température inférieure à celle du PVT. Cela provient du fait que le module PVT est relié au circuit hydraulique de l'eau chaude sanitaire dans lequel la température du fluide caloporteur ne descend pas en dessous de 20°C (conditions dans la simulation), les cellules sont alors forcément plus chaudes que celle du PV qui sont refroidis par la température ambiante qui est faible.

Mois	PVT [kWh]	PV [kWh]	Différence relative [%]	Différence relative - efficacité [%]
1	14.38	14.86	-3.3%	-4.0%
2	18.85	19.31	-2.4%	-3.1%
3	31.57	31.99	-1.3%	-2.0%
4	36.48	36.61	-0.3%	-1.0%
5	39.82	39.55	**0.7%**	**0.0%**
6	41.65	40.48	**2.8%**	**2.2%**
7	43.87	42.37	**3.4%**	**2.8%**
8	39.48	38.37	**2.8%**	**2.2%**
9	32.49	32.19	**0.9%**	**0.3%**
10	22.25	22.41	-0.7%	-1.4%
11	14.82	15.05	-1.6%	-2.2%
12	10.77	11.11	-3.1%	-3.8%

Figure 99 : comparaison de la production avec la différence d'efficacité

Ci-dessus la Figure 99 montre la différence relative entre les deux technologies. La première colonne de différence ne tient pas en compte la différence d'efficacité électrique (0.6 %) entre les deux modules, contrairement à la seconde. Les résultats montrent une amélioration entre 2 % et 3 % lors du mois de juin, juillet et août ce qui n'est pas négligeable. Le total d'énergie électrique sur l'année est de 346 kWh pour le PVT et de 344 kWh.

Mois	T_cell PVT [°C]	T_cell PV [°C]	Différence relative Tcell [%]	Gain brute énergie PVT [kWh]
1	12.92	2.89	78%	0
2	14.39	5.68	61%	0
3	18.22	11.79	35%	0
4	22.11	16.84	24%	0
5	24.78	22.23	10%	0.27
6	25.16	26.52	-5%	1.17
7	25.54	27.86	-9%	1.50
8	24.64	26.33	-7%	1.11
9	23.55	20.80	12%	0.3
10	20.83	14.64	30%	0
11	15.83	7.44	53%	0
12	12.89	3.11	76%	0

Figure 100 : comparaison des températures des cellules

La Figure 100 montre la différence de température entre les deux technologies. Le refroidissement des cellules durant l'été se situe entre 5 % à 9 % avec des gains d'énergie allant de 1.1 kWh à 1.5 kWh.

Pour résumer l'analyse, le graphique ci-dessous montre la production du panneau PV et le gain de production grâce au refroidissement suivant les mois de l'année et suivant la production thermique du PVT.

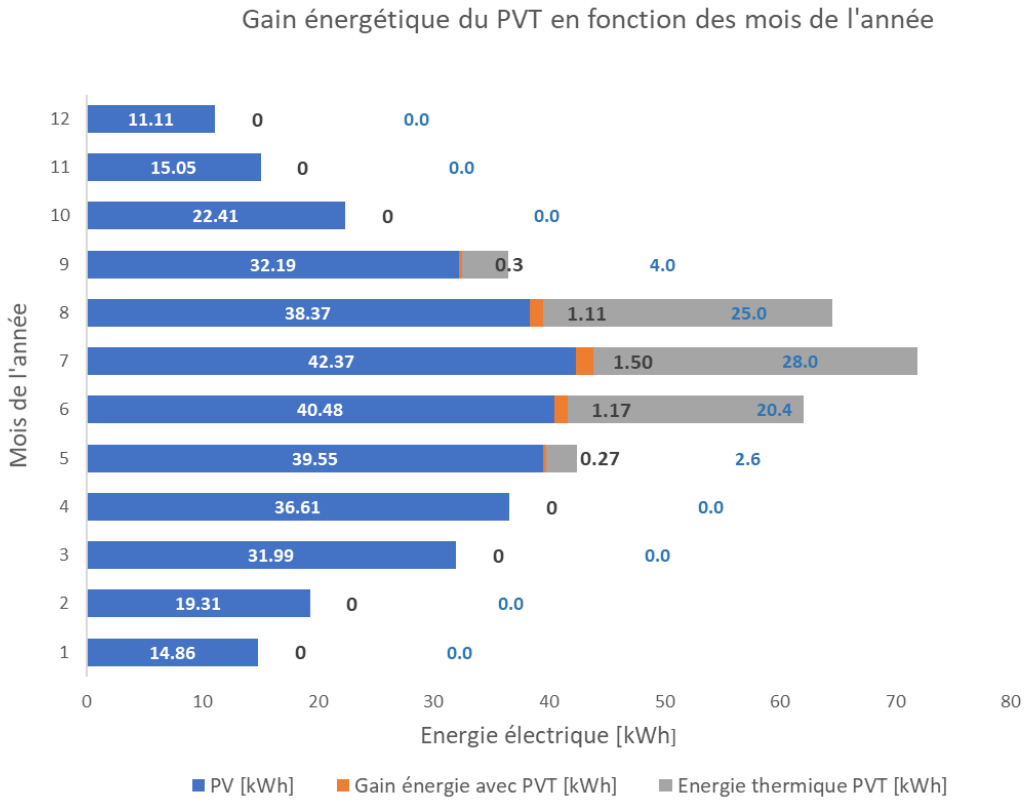


Figure 101 : graphique montrant le gain d'énergie selon les mois de l'année

Pour conclure cette section, le gain énergétique annoncé par le constructeur DualSun (voir Figure 20) est conforme pour les mois les plus chaud de l'année. Pour le mois de juillet, le gain énergétique (électricité + chaleur) est de 1.7 fois par rapport à un panneau PV classique.

Extrapolation du modèle pour une maison standard

Dans ce chapitre, une comparaison entre deux systèmes énergétiques pour équiper une maison d'une famille de quatre personnes en eau chaude sanitaire est effectuée.

Les systèmes comparés sont :

- Des panneaux solaires thermiques classiques
- Des panneaux PVT couplés à une PAC air/eau

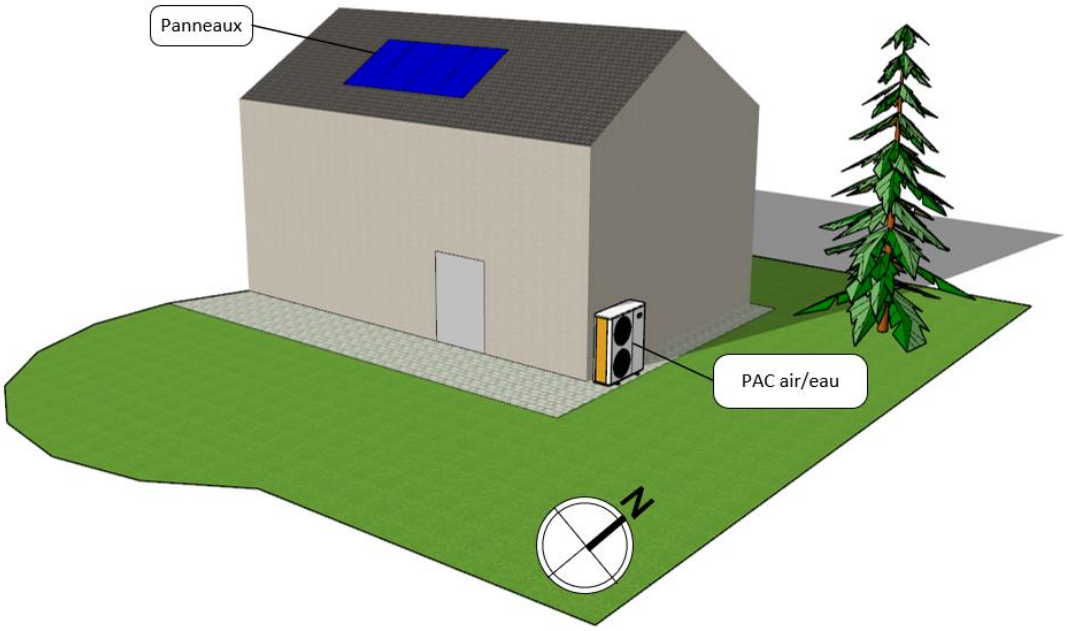


Figure 102 : vue isométrique de la maison

Dans un premier temps, les besoins énergétiques en eau chaude sanitaire ont été estimés pour une famille de 4 personnes puis dans un second temps la production a été simulée dans CitySim pour les deux systèmes. Les paramètres de calcul pour estimer la consommation d'ECS sont visibles ci-dessous :

Paramètres	
Nombre personne	4
Surface capteur/pers [m2]	1.5
Surface capteur à installer [m2]	6
Consommation ECS/personne [L]	40
Température ECS [°C]	65
Température réseau [°C]	12
Chaleur massique eau [kWh/m3.°C]	1.16
Consommation ECS/an [m3]	58.4
Energie ECS/an [kWh/an]	3594
Energie ECS/jour [kWh/jour]	9.8
Energie ECS/mois [kWh/mois]	299

Figure 103 : estimation des besoins en ECS

L'énergie nécessaire à l'ESC par an atteint les 3600 kWh pour une famille de 4 personnes ayant une consommation standard d'eau chaude.

Concernant les paramètres de simulation dans CitySim, la maison est orientée plein Sud avec un azimut de 0°, le fichier climatique choisi est celui de Genève, la surface des panneaux est de $6\,[\mathrm{m}^2]$ ce qui a été estimé précédemment (voir Figure 103).

- La production des panneaux solaires thermiques simulée est visible ci-dessous :

Solaire thermique		
Mois	E_th [kWh]	E_th/jour [kWh]
1	150.8	4.9
2	250.2	8.9
3	520.6	16.8
4	515.0	17.2
5	372.1	12.0
6	378.2	12.6
7	410.4	13.2
8	375.9	12.1
9	275.9	9.2
10	314.8	10.2
11	159.5	5.3
12	116.7	3.8
Total	**3840**	

Figure 104 : production thermique simulée, ST

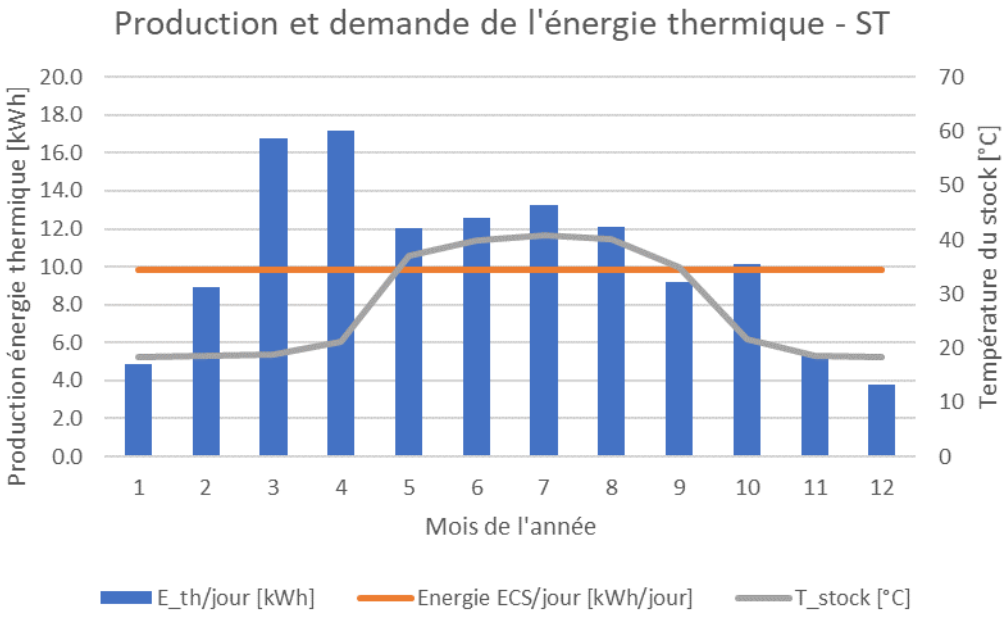


Figure 105 : graphique de la demande et de la production thermique, ST

L'observation de la Figure 104 montre que sur l'ensemble de l'année le solaire thermique fourni assez de chaleur pour les besoins de la maison. Les besoins journaliers estimés sont de 9.8 kWh/jour (voir droite orange Figure 105). En divisant la production de chaque mois de l'année par le nombre de jour qui le constitue, le résultat de ce calcul est la production moyenne par jour pour le mois concerné. L'observation de la Figure 105 expose une production insuffisante pour les mois de janvier, février, novembre et décembre qui ne répond pas au besoin minimal requis par jour. Dans ce cas-là, un appoint en chaleur est nécessaire afin de répondre aux besoins des utilisateurs. Une production plus élevée est observable lors des mois de mars et avril. CitySim prend en compte la température du ballon d'eau chaude pour évaluer la température d'entrée du fluide dans le module ST. La courbe grise montre que la température est plus basse lors de ces deux mois. Pour une irradiance quasi identique entre les mois de mars, avril, mai et juin, le panneau solaire thermique va produire plus de chaleur lorsque la température d'entrée est plus basse.

- Concernant la simulation du panneau PVT, les résultats sont présentés ci-dessous :

PVT			
Mois	E_el [kWh]	E_th [kWh]	E_el par jour [kWh]
1	45.4	0.5	1.46
2	67.8	0.2	2.42
3	120.8	8.6	3.90
4	126.1	12.3	4.20
5	149.9	41.6	4.83
6	149.8	71.5	4.99
7	156.2	93.0	5.04
8	144.7	114.2	4.67
9	115.0	41.6	3.83
10	82.5	18.5	2.66
11	44.7	2.3	1.49
12	35.9	0.4	1.16
Total	**1238.8**	**404.7**	

Figure 106 : production électrique et thermique simulée, PVT

La Figure 106 présente la production électrique et thermique du panneau PVT. L'analyse de celle-ci établi que le module ne produit pas assez d'énergie thermique pour couvrir les besoins d'ECS (400 kWh contre 3600 kWh).

Dans le but de produire de l'énergie thermique, il est possible de coupler le panneau avec une PAC air/eau afin de produit l'énergie nécessaire aux utilisateurs.

Un prédimensionnement de la PAC air/eau a été effectué, les paramètres choisis sont décrits ci-dessous :

- Prédimensionnement PAC air/eau :

PAC air/eau	
Energie ECS [kWh/jour]	9.8
COP	5
Energie él PAC [kWh/jour]	1.97
Temps fonctionnement PAC [h]	1

Figure 107 : Prédimensionnement de la PAC air/eau

En considérant un coefficient de performance de 5, il faudrait fournir environ 2 kWh d'électricité par jour à la PAC pour répondre aux besoins en ECS de la maison.

La production électrique journalière du PVT a été calculée pour chaque mois de l'année (voir 4ème colonne Figure 106) pour vérifier si la production électrique suffirait aux besoins de la PAC.

La Figure 108 résume cette analyse avec les besoins constants de la PAC et la production électrique journalière du PVT pour chaque mois de l'année.

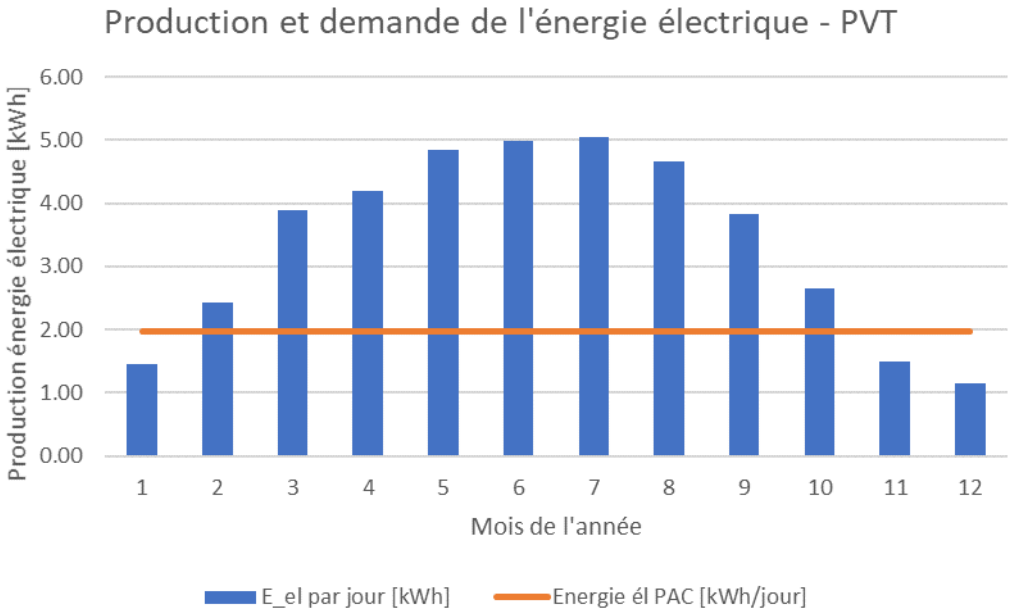


Figure 108 : graphique de la demande (PAC) et de la production électrique, PVT

L'analyse de la Figure 108 montre un déficit en électricité lors des mois de janvier, novembre et décembre pour alimenter la PAC. Concernant les autres mois de l'année, la production est assurée et l'excédent pourrait servir en autoconsommation dans d'autres applications du foyer. Un stockage de l'excédent d'énergie dans une batterie lithium peut être envisageable dans le but de répondre aux besoins lors des mois d'hiver.

- Analyse économique

Pour avoir une comparaison du prix entre les deux installations, deux simulations ont été effectuées :

- La première, sur le site du constructeur du panneau PVT (DualSun, consulté en février 2018)
- La deuxième, sur le site « Suisse énergie » (Suisse énergie, consulté en juin 2018)

Les deux simulations ont été effectuées au même endroit géographique ainsi qu'avec les mêmes paramètres d'entrées (maison 4 personnes, ballon ECS de 600 L, même nombre de capteur etc.).

Les résultats sont les suivants :

	Installation PVT	Installation ST
Prix net clé en main [CHF]	13000	14900
Avec subvention [CHF]	-	9800

Figure 109 : comparaison du prix net entre les deux installations

Le prix net pour une installation clé en main (matériels et main d'œuvre compris) est légèrement moins cher pour l'installation PVT de l'ordre de 13 %. Cette différence peut être influencée par le prix de la main d'œuvre des deux pays (Suisse et France). L'installation PVT comprend seulement les modules ainsi que le ballon d'eau chaude.

Dans le cas où le système de PVT + PAC est choisi, il rajouter le prix de la PAC et le prix d'une batterie de stockage ce qui reviendra plus cher qu'une installation classique ST.

Cette courte analyse économique est précisée à titre indicatif afin de donner une idée du prix de l'installation. Dans le but d'avoir une comparaison fiable, une étude économique plus approfondie serait nécessaire en tenant compte des subventions de chaque pays, le prix de revente du kWh, le profil de consommation des utilisateurs etc.

Conclusion

La nécessité d'améliorer l'efficience des énergies renouvelables pour un meilleur avenir de notre planète ne fait plus aucun doute. Cette étude a permis de mettre en avant le bénéfice des recherches effectuées autour des panneaux photovoltaïques, dans le but d'améliorer leur rendement à l'aide d'un refroidissement des cellules.

L'installation du panneau PVT sur le toit du Laboratoire d'Intégration des Energies Renouvelable et la mise en place du système de mesure ont permis le développement d'un modèle mathématique. Il permet de simuler la production électrique et thermique du module PVT dans des conditions environnementales réelles. Le modèle mathématique a été établi à partir de paramètres physiques constituant le PVT. Actuellement, il comporte une incertitude de 5 % pour la puissance électrique et de 15 % pour la puissance thermique.

L'intégration du modèle mathématique dans le logiciel CitySim a quant à lui permis de simuler le futur quartier du BlueFactory et de comparer trois technologies différentes de production (le photovoltaïque, le solaire thermique et le solaire hybride) qui pourraient à l'avenir équiper les futurs bâtiments. Deux modèles, ayant des dispositions de bâtiments différentes ont été simulés. Il en ressort une meilleure production énergétique pour le deuxième modèle avec 10 % de production en plus.

La performance de la technologie du refroidissement hydraulique du panneau PVT a été démontrée lors des simulations dans CitySim. Elle apporte une amélioration du rendement électrique allant de 2 % à 3 % lors des mois d'été. Le module hybride offre également une production d'énergie thermique qui peut être utilisée dans d'autres applications. Son encombrement, égal à une conception photovoltaïque classique, lui offre un avantage non négligeable pour des situations dans lesquelles l'espace est une contrainte majeure.

A mon sens, cette technologie présente un avenir très prometteur, notamment dans des applications où règne une température de fonctionnement assez basse puisque le fait de faire fonctionner le module à basse température augmente considérablement sa puissance thermique. Le PVT peut également être une technologie avantageuse dans des lieux où la demande énergétique (électrique et thermique) est la plus haute durant la période estivale (hôtels, etc.). Et grâce à la recherche dans le domaine des matériaux et aux outils numériques qui ne cessent de se perfectionner, le refroidissement présente des perspectives d'améliorations considérables.

Concernant des travaux futurs, une amélioration du modèle mathématique est envisageable, notamment en passant par le perfectionnement de la précision du système de mesure. Il me semble à la fois intéressant et nécessaire de poursuivre le développement de ce projet et de ces recherches en investissant dans un meilleur pyranomètre et dans l'installation d'un débitmètre ou d'un compteur de chaleur spécialement dédié au module PVT.

J'invite ainsi l'étudiant qui me succèdera à explorer cette piste, parmi les autres que ce travail, je l'espère, inspirera. Je souhaite que cette thèse, qui s'inscrit dans l'une des thématiques les plus décisives de notre temps, participe d'une part aux progrès techniques à effectuer dans un domaine bien particulier, mais également à la sensibilisation aux enjeux écologiques inéluctables auxquels notre siècle devra répondre.

Genève, le 29 juin 2018.



Vansiliette Benoît

Bibliographie

[1] A.Khelifa, et al., 2015. *Analysis of a hybrid solar collector photovoltaic thermal (PVT),* s.l.: Energy Procedia - Vol 74, pp 835-843.

[2] A.Khelifa, K.Touafek, Moussa, H. & I.Tabet, 2016. *Modeling and detailed study of hybrid photovoltaic thermal (PV/T) solar collector,* s.l.: Solar energy, vol 135, pp 169-176.

[3] Anderson, Duke, Morrison & Carson, 2009. *Performance of a building integrated photovoltaic/thermal (BIPVT) solar collector,* s.l.: Solar Energy - Volume 83, Issue 4, pp 445-455.

[4] B.Agrawal & Tiwai, 2010. *Life cycle cost assessment of building integrated photovoltaic thermal (BIPVT) systems,* s.l.: Enery and buildings, vol42, issue9, pp 1472-1481.

[5] B.Vansiliette, 2017. *Modélisation simplifiée de panneaux solaires combinés photovoltaïques et thermiques (PVT),* s.l.: s.n.

[6] Bergene & Lovvilk, 1995. *Model calculations on a flat-plate solar heat collector with integrated solar cells,* s.l.: Solar energy Vol55, No 6 pp 453-462.

[7] Bony, J., 2017. *Cours MSE - Solaire thermique.* Yverdons les bains: s.n.

[8] Cox & Raghuraman, 1985. *Design considerations for flat-plate-photovoltaic/thermal collectors,* s.l.: s.n.

[9] D.Diallo, 2018. *Simulation des besoins et des ressources du futur quartier de blueFACTORY,* s.l.: s.n.

[10] DualSun, consulté en février 2018. *https://dualsun.fr/.* [En ligne] [Accès le Février 2018].

[11] Energie plus, consulté en avril 2018. *Energie plus.* [En ligne] Available at: https://www.energieplus-lesite.be

[12] Garg & Adhikari, 1997. *Conventional hybrid photovoltaic/thermal (PV/T) air heating collectors: steady-state simulation,* s.l.: Renewable Energy - Volume 11, Issue 3, July 1997, Pages 363-385.

[13] Hendrie, 1979. *Evaluation of combined photvoltaic/thermal collectors,* s.l.: s.n.

[14] HT-instruments, consulté en mars 2018. [En ligne] Available at: https://www.ht-instruments.com

[15] Huang, Lin, Hung & Sun, 2001. *Performance evaluation of solar photovoltaic/thermal systems,* s.l.: Solar energy - Volume 70, Issue 5, 2011, pp 443-448.

[16] J.Kaempf, 2016-2017. *Cours- Thermique du bâtiment - Flux de chaleur.* s.l.:s.n.

[17] J.Kaempf, THÈSE NO 4548 (2009). *On the Modelling and Optimisation of Urban.* s.l.:s.n.

[18] J.Mouterde L.Brottier, Mai 2012. s.l. Brevet n° WO2012069750A2.

[19] Kalogirou, 2001. *Use of TRNSYS for modelling and simulation of a hybrid pv–thermal solar system for Cyprus,* s.l.: Renewable Energy - Volume 23, Issue 2, June 2001, Pages 247-260.

[20] Kern & Russell, 1978. *Combined photovoltaic and thermal hybrid collector systems,* s.l.: IEEE Photovolt Spec Conf, 1 (1978), pp. 1153-1157.

[21] L.Bossoney, 2017. *Cours photovoltaïque MSE - Power electronics.* MSE éd. Lausanne: MSE.

[22] M.Boesiger, consulté en avril 2018. *Laboratoire d'intégration des énergies renouvelables,* Fribourg: Smart Living Lab.

[23] M.Debbarma, K.Sudhakar & Baredar, P., 2017. *Comparison of BIPV and BIPVT : a review,* s.l.: Ressource Efficient Technologies - Vol 3, Issue 3, pp 263-271.

[24] M.Rommel, et al., 2015. *Development of glazed and unglazed PVT collectors and first results of their application in different projects,* s.l.: Energy Procedia 70, pp 318-323.

[25] M.Tognolini & L.Bossoney, 2016. *MSE - System Design and Engineering.* Lausanne: T-PHOTO.

[26] Mirsadeghi, Costola, Blocken & Hensen, 2013. *Review of external convective heat transfer coefficient models in building energy simulation programs : Implementation and uncertainty,* s.l.: Applied Thermal Engineering Vol 56, pp 134-151.

[27] MT. BAISSI, K. T. I. T. A. K., s.d. *Conception d'un capteur solaire hybride photovoltaïque thermique (système-thermosiphon).* s.l.:Third International Conference on Energy, Materials, Applied Energetics and Pollution.

[28] OFEN, consulté en mai 2018. *bfe.* [En ligne] Available at: http://www.bfe.admin.ch

[29] Patrick DUPEYRAT, Y. B. G. K. G. F. C. M., consulté en février 2018. *Performances énergétiques de capteurs solaires hybrides PVT pour la production d'eau chaude sanitaire.* s.l.:s.n.

[30] Prakash, 1994. *Transient analysis of a photovoltaic-thermal solar collector for co-generation of electricity and hot air/water,* s.l.: s.n.

[31] Siemens, consulté en mars 2018. [En ligne] Available at: https://www.siemens-home.bsh-group.com

[32] Slimani, et al., 2017. *A detailed thermal-electrical model of three photovoltaic/thermal (PV/T) hybrid air collectors and photovoltaic (PV) module : comparative study under Algiers climatic conditions,* s.l.: Energy conversion and management, vol 133, pp 458-476.

[33] SMA, consulté en mars 2018. *SMA France.* [En ligne] Available at: https://www.sma-france.com/

[34] Solarpraxis, consulté en mars 2018. *Solarpraxis.* [En ligne] Available at: https://www.solarpraxis.com/

[35] Sopian, et al., 1996. *Performance analysis of photovoltaic thermal air heaters,* s.l.: Energy Conversion and Management - Volume 37, Issue 11, November 1996, Pages 1657-1670.

[36] Suisse énergie, consulté en juin 2018. [En ligne] Available at: https://www.suisseenergie.ch

[37] Swinbank, W. (., 1963. *Long-wave radiation from clear skies.* s.l.:Quarterly Journal of Royal Meteorological Society 89, pp. 339-348.

[38] Tripanagnostopoulos, Souliotis, Battisti & Corrado, 2005. *Energy, cost and LCA results of PV and hybrid PV/T solar systems,* s.l.: Res.Appl.2005, 13: 235-250.

[39] Tüber, Oedegaard, Hermann & Hebling, 2004. *Investigation of fractal flow-fields in portable proton exchange membrane and direct methanol fuel cells,* s.l.: Journal of power sources, vol 131, pp 175-181.

[40] W.Beckman J.Duffie, 2013. *Solar Engineering of Thermal Processes.* 4e éd. s.l.:s.n.

[41] Zondag, et al., 2002. *The thermal and electrical yield of PV-thermal collector,* s.l.: Solar Energy - Volume 72, Issue 2, pp 113-128.

1.21. Paramètres électriques, thermiques du PVT DualSun Wave



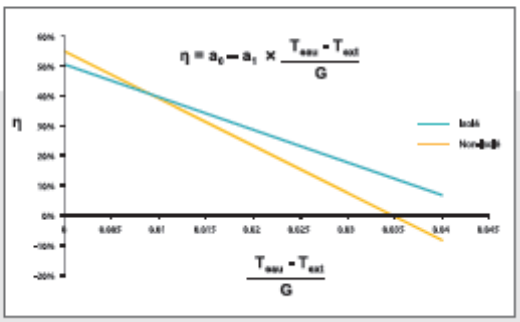
Caractéristiques techniques

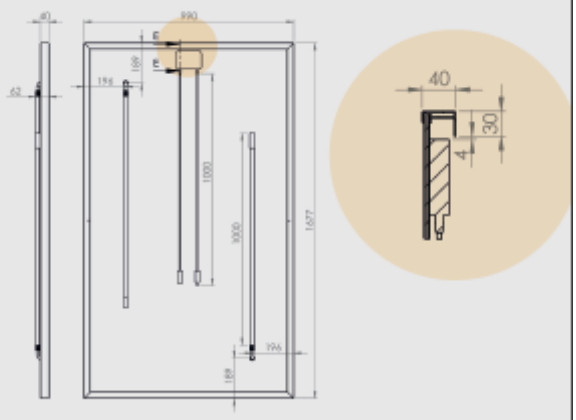
CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES	
Longueur	1677 mm
Largeur	990 mm
Epaisseur	40 mm
Poids à vide / rempli	30 kg / 31,7 kg
Couleur cadre / backsheet	Noir / Noir

CARACTÉRISTIQUES PHOTOVOLTAÏQUES	
Nombre de cellules	60
Type de cellules (dimensions)	Monocristallin (6 pouces, 156 mm x 156 mm)
Puissance nominale (P_{mpp})	250 Wc
Rendement du module PV	15,40 %
Tolérance	- 0 /+3 %
Tension à puissance maximale (V_{mpp})	30,7 V
Intensité à puissance maximale (I_{mpp})	8,15 A
Tension en circuit ouvert (V_{oc})	38,5 V
Intensité de court-circuit (I_{sc})	8,55 A
Tension maximum système	1000 V DC
Courant maximal inverse	15 A
NOCT	49 °C
Connectiques	MC4 PLUS
Classe d'application	Classe A

Coefficients de température

Tension (μVoc)	-0,32 %/°C
Intensité (μIsc)	0,048 %/°C
Perte de rendement	0,44 %/°C





CARACTÉRISTIQUES THERMIQUES	
Surface du capteur	1,66 m²
Surface d'entrée (sans le cadre)	1,58 m²
Volume liquide	1,70 L
Fluide caloporteur	Eau glycolée (propylène glycol)
Température de stagnation	74,7 °C
Pression de service maximum	1,2 bar
Pertes de charge par panneau	6000 Pa à 200 L/H
Entrée / sortie hydraulique *	Filetée ½ pouce (15/21 mm)

	Isolé / Intégré en toiture	Non-Isolé **
Rendement optique a_0	51%	55,4%
Coefficient pertes thermiques a_1	11,4 W/K/m²	14,84 W/K/m²
Coefficient pertes thermiques a_2	0 W/(m².K²)	0 W/(m².K²)

* Les panneaux DualSun sont livrés avec des liaisons hydrauliques équipées de coupleurs rapides entrée/sortie.
** Les coefficients a_0, a_1 et a_2 sont issus des essais de certification EN 12975 pour les capteurs solaires sans vitrage réalisées par le TÜV Rheinland : n0=0,578 ; bu=0,028 ; b1=12,078 ; b2=1,842.

Les panneaux thermiques sont caractérisés par deux coefficients principaux, a_0 et a_1, qui permettent de déterminer le rendement thermique du panneau (η) en fonction de l'irradiation solaire (G [W/m²]) et de la température extérieure (Text [°C]).
Les coefficients sont donnés pour une vitesse de vent u=1,5m/s.

DUALSUN

05/2016

www.dualsun.com

contact@dualsun.com

MEMBRE SWISSOLAR

1.22. Code Matlab

Paramètres de base :

```
Ta = [6 6 6 6 7 9 10 18.8 21.9 24.4 26.2 28.2 29.5 30.1 30.9 30.5 29.9 27.3 20.1 18.4 16.5 15
14 13]; % [°C]
Ta_K = Ta + 273.15;
Tsol = Ta_K + 2;                        % Température du sol [K]
TinC = [7 7 7 7 7 7 7 14.9 29.7 37.9 40.9 43.4 45 43 42.9 43.2 41.2 36.2 25.2 23.5 16 15 10
10];
Tin = TinC + 273.15;                    % Température d'entrée du fluide [K]
debit = [0 0 0 0 0 0 0 0 0.024 0.027 0.029 0.031 0.030 0.030 0.027 0.024 0.020 0.0 0 0 0 0 0 0
];     % Débit nominal 100[l/h] = 0.028[kg/s]
v_wind = [0 0 0 0 0 0 0 0.05 0.02 0.03 0.06 0.15 0.21 0.24 0.22 0.17 0.27 0.03 0 0 0 0 0 0];
% [m/s]
Aire = 1.58;                            % Aire considérée = aire absorbeur [m2]
G = [0 0 0 0 0 0 30 294 649 841 943 1015 1054 1024 880 750 380 170 0 0 0 0 0 0];
% [W/m2]
G_stc = 1000;                           % [W/m2]

% Données électriques PVT DualSun
rend_elec = 0.154;                      % [-]
Acell = 0.156*0.156;                    % Aire d'une cellule [m2]
Ncell = 60;                             % Nombre de cellule
Tcell =(273+25);                        % Température cellule condition STC [K]
Amod = 1.66;                            % Aire du module [m2]
Pnom_output = 250;                      % [Wp]
Vmpp = 30.7;                            % Voltage [V]
Impp = 8.15;                            % Courant [A]
Voc = 38.5;                             % Voltage circuit ouvert au condition STC [V]
Isc = 8.55;                             % Courant court circuit au condition STC [A]
dIsc_dT = 0.00048;                      % Coeff température courant [%/K]
dU_dT = 0.0032;                         % Coeff température tension [%/K]
dPmpp = 0.0044;                         % Coeff température puissance [%/K]
PF = (Acell*Ncell)/Amod;                % Packing factor
FF = Pnom_output/(Voc*Isc);             % Fill factor

% Données thermique PVT DualSun
P_to = 912;                             % Puissance à To [W]
T_stagnation = 74.7;                    % Température de stagnation [°C]
Cw = 3800;                              % [J/kg.K]
rend_ech = 0.94;                         % [-]
rend_optique = 0.554;                   % [-]

b_0 = 14.84;                           % Coefficient de perte thermique [W/K/m2]
b_1 = 0.001;

% Données matériaux sur le verre
e_g = 0.0032;                           % épaisseur [m]
lambda_g = 1;                           % conductivité thermique[W/mK]
tau_g = 0.88;                           % transmissivité [-]
epsilon_g = 0.85;                       % emisivité [-]
alpha_g = 0.06;                         % absorptivité [-]

% Données sur l'air
```

```
e_a = 5e-3;                             % épaisseur [m]
lambda_a = 0.024;                       % conductivité thermique[W/mK]

% Données sur l'EVA
e_eva = 5e-4;                           % épaisseur [m]
lambda_eva = 0.007;                     % conductivité thermique[W/mK]

% Données matériaux sur le PV
e_pv = 3e-4;                            % épaisseur [m]
lambda_pv = 150;                        % conductivité thermique[W/mK]
alpha_pv = 0.80;                        % absorptivité [-]
tau_pv = 0.95;                          % transmissivité [-]

% Données matériaux sur l'absorbeur
e_ab = 0.005;                           % épaisseur [m]
lambda_ab = 25;                         % conductivité thermique[W/mK]
epsilon_ab = 0.6;                       % emissivité [-]

% Données matériaux sur le blacksheet/tedlar
e_bs = 5e-4;
lambda_bs = 0.007;

% Calcul efficacité absorbeur : F'
eff_ab = rend_optique/(alpha_pv*tau_pv);
```

Conditions initiales (t=0s) :

```
% Température ambiante [K]
Ta_K_0 = 15 + 273.15;
% Température du sol [K]
Tsol_0 = Ta_K_0 + 2;
% Température du ciel[K]
Tsky_0 = 0.0552*(Ta_K_0)^ 1.5;
% Température du verre [K]
Tg_0 = 15 + 273.15;
% Température des cellules [K]
Tpv_0 = 15 + 273.15;
% Température absorbeur [K]
Tab_0 = 15 + 273.15;
% Température fluide [K]
Tmw_0 = 25 + 273.15;
% Température d'entrée du fluide echangeur [K]
Tin_0 = 20 + 273.15;
% Irradiance
G_0 = 1000;
% Débit
debit_0 = 0.01;
% Vent
v_wind_0 = 0.5;
```

Données sur les coefficients thermiques

```
% Convection naturelle hc_n :
hc_n_0 = 5.67+3.86*v_wind_0;                % [W/m2.K]
```

```
% Rayonnement entre ciel et la vitre solaire hrad_sky :
c_boltz = 5.67e-8;                    % Boltzmann [W/m2.K4]
hrad_sky_0 = 4*c_boltz*epsilon_g*((Tg_0 + Tsky_0)/2)^3;

% Verre solaire / cellules pv :
% Conduction :
hc_g = lambda_g/e_g;                                % [W/m2.K]
hc_air = lambda_a/e_a;                              % [W/m2.K]
hc_eva = lambda_eva/e_eva;                          % [W/m2.K]

% Rayonnement entre verre solaire / cellule pv
E = (1/e_pv + 1/e_g -1)^-1;
Tmoy_0 = (Tpv_0 + Tg_0)/2;

hrad_g_pv_0 = 4*c_boltz*E*Tmoy_0^3;                     % [W/m2.K]

% On a 3 résistances en parallèles :
h1_0 = hc_g + hc_air + hrad_g_pv_0;                     % [W/m2.K]

% Puis 2 résistances en série :
hpv_g_0 = (1/h1_0 + 1/hc_eva)^-1; % [W/m2.K]

% Cellules pv/absorbeur :
% Conduction :
hc_bs = lambda_bs/e_bs;                                         % [W/m2.K]
hc_ab = lambda_ab/e_ab;                                         % [W/m2.K]
hc_pv = lambda_pv/e_pv;                                         % [W/m2.K]

hab = (1/hc_eva + 1/hc_bs + 1/hc_ab + 1/hc_pv)^-1; % [W/m2.K]

% Absorbeur/air ambiant
% Pertes derriere l'échangeur radiation
hrad_loss_0 = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw_0 + Tsol_0)/2).^3; % [W/m2.K]

% Perte totale arrière
hloss_0 = hc_n_0 + hrad_loss_0; % [W/m2.K]

% Absorbeur/fluide
% hab_f :
hab_f_0 = (eff_ab*hloss_0)/(1-eff_ab);          % [W/m2.K]
```

Matrice B

```
b1_0 = G_0*Aire*alpha_g + Ta_K_0*Aire*hc_n_0 + Tsky_0*Aire*hrad_sky_0;
b2_0 = G_0*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3_0 = 0*G_0;
b4_0 = Tin_0*(debit_0*Cw*rend_ech) + Ta_K_0*hloss_0*Aire;

B0 = [b1_0; b2_0; b3_0; b4_0];
```

Matrice A :

```
a1_0 = Aire*hc_n_0;
a2_0 = Aire*hrad_sky_0;
a3_0 = Aire*hpv_g_0;
a4_0 = Aire*hab;
a5_0 = Aire*hab_f_0;
a6_0 = 0;
a7_0 = Aire*hloss_0;
a8_0 = debit_0*Cw*rend_ech;

A11_0 = a1_0+a2_0+a3_0;
A12_0 = -a3_0;
A13_0 = 0;
A14_0 = 0;

A21_0 = -a3_0;
A22_0 = a3_0 + a4_0 - G_0*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23_0 = -a4_0;
A24_0 = 0;

A31_0 = 0;
A32_0 = a4_0;
A33_0 = a5_0 - a4_0;
A34_0 = -a5_0;

A41_0 = 0;
A42_0 = 0;
A43_0 = a8_0-a5_0;
A44_0 = a5_0+a7_0;

A0 = [ A11_0 A12_0 A13_0 A14_0 ; A21_0 A22_0 A23_0 A24_0 ; A31_0 A32_0 A33_0 A34_0 ; A41_0
A42_0 A43_0 A44_0];
```

Calcul T au t=0h

```
X0=A0\B0;

Tg0= X0(1,1);
Tpv0=X0(2,1);
Tab0=X0(3,1);
Tmw0=X0(4,1);
```

Calcul T au t=1h

```
Tsky(1) = 0.0552*(Ta_K(1)).^ 1.5;
Tmoy(1) = (Tpv0+Tg0)/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(1) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg0 + Tsky(1))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(1) = 4*c_boltz*E*Tmoy(1).^3;
h1(1) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(1);
hpv_g(1) = (1/h1(1) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(1) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw0 + Tsol(1))/2).^3;
hc_n(1) = 5.67+3.86*v_wind(1);
```

```
hloss(1) = hc_n(1) + hrad_loss(1);
hab_f(1) = (eff_ab*hloss(1))/(1-eff_ab);


    % Matrice B :
b1(1) = G(1)*Aire*alpha_g + Ta_K(1).*Aire.*hc_n(1) + Tsky(1).*Aire.*hrad_sky(1);
b2(1) = G(1)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(1) = 0*G(1) ;
b4(1) = Tin(1).*(debit(1).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(1).*hloss(1).*Aire;

B1 = [b1(1) ; b2(1) ; b3(1) ; b4(1)];

    % Matrice A :
a1(1) = Aire*hc_n(1);
a2(1) = Aire*hrad_sky(1);
a3(1) = Aire*hpv_g(1);
a4(1) = Aire*hab;
a5(1) = Aire*hab_f(1);
a6(1) = 0;
a7(1) = Aire*hloss(1);
a8(1) = debit(1)*Cw*rend_ech;

A11(1) = a1(1)+a2(1)+a3(1);
A12(1) = -a3(1);
A13(1) = 0;
A14(1) = 0;

A21(1) = -a3(1);
A22(1) = a3(1)+a4(1)-G(1)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(1) = -a4(1);
A24(1) = 0;

A31(1) = 0;
A32(1) = a4(1);
A33(1) = a5(1)-a4(1);
A34(1) = -a5(1);

A41(1) = 0;
A42(1) = 0;
A43(1) = a8(1)-a5(1);
A44(1) = a5(1)+a7(1);

A1 = [ A11(1) A12(1) A13(1) A14(1) ; A21(1) A22(1) A23(1) A24(1) ; A31(1) A32(1) A33(1) A34(1)
; A41(1) A42(1) A43(1) A44(1)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X1 = A1\B1;

Tg(1)= X1(1,1);
Tpv(1)=X1(2,1);
Tab(1)=X1(3,1);
Tmw(1)=X1(4,1);
```

Calcul T au t=2h

```
Tsky(2) = 0.0552*(Ta_K(2)).^ 1.5;
Tmoy(2) = (Tpv(1)+Tg(1))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(2) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(1) + Tsky(2))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(2) = 4*c_boltz*E*Tmoy(2).^3;
h1(2) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(2);
hpv_g(2) = (1/h1(2) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(2) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(1) + Tsol(2))/2).^3;
hc_n(2) = 5.67+3.86*v_wind(2);
hloss(2) = hc_n(2) + hrad_loss(2);
hab_f(2) = (eff_ab*hloss(2))/(1-eff_ab);


    % Matrice B :
b1(2) = G(2)*Aire*alpha_g + Ta_K(2).*Aire.*hc_n(2) + Tsky(2).*Aire.*hrad_sky(2);
b2(2) = G(2)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(2) = 0*G(2) ;
b4(2) = Tin(2)*debit(2)*Cw*rend_ech + Ta_K(2)*hloss(2)*Aire;

B2 = [b1(2) ; b2(2) ; b3(2) ; b4(2)];

    % Matrice A :
a1(2) = Aire*hc_n(2);
a2(2) = Aire*hrad_sky(2);
a3(2) = Aire*hpv_g(2);
a4(2) = Aire*hab;
a5(2) = Aire*hab_f(2);
a6(2) = 0;
a7(2) = Aire*hloss(2);
a8(2) = debit(2)*Cw*rend_ech;

A11(2) = a1(2)+a2(2)+a3(2);
A12(2) = -a3(2);
A13(2) = 0;
A14(2) = 0;

A21(2) = -a3(2);
A22(2) = a3(2)+a4(2)-G(2)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(2) = -a4(2);
A24(2) = 0;

A31(2) = 0;
A32(2) = a4(2);
A33(2) = a5(2)-a4(2);
A34(2) = -a5(2);

A41(2) = 0;
A42(2) = 0;
A43(2) = a8(2)-a5(2);
A44(2) = a5(2)+a7(2);

A2 = [ A11(2) A12(2) A13(2) A14(2) ; A21(2) A22(2) A23(2) A24(2) ; A31(2) A32(2) A33(2) A34(2)
; A41(2) A42(2) A43(2) A44(2)];
```

```
% Résolution de l'equations AX=B :
X2 = A2\B2;

Tg(2)=X2(1,1);
Tpv(2)=X2(2,1);
Tab(2)=X2(3,1);
Tmw(2)=X2(4,1);
```

Calcul T au t=3h

```
Tsky(3) = 0.0552*(Ta_K(3)).^ 1.5;
Tmoy(3) = (Tpv(2)+Tg(2))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(3) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(2) + Tsky(3))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(3) = 4*c_boltz*E*Tmoy(3).^3;
h1(3) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(3);
hpv_g(3) = (1/h1(3) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(3) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(2)  + Tsol(3))/2).^3;
hc_n(3) = 5.67+3.86*v_wind(3);
hloss(3) = hc_n(3) + hrad_loss(3);
hab_f(3) = (eff_ab*hloss(3))/(1-eff_ab);


    % Matrice B :
b1(3) = G(3)*Aire*alpha_g + Ta_K(3).*Aire.*hc_n(3) + Tsky(3).*Aire.*hrad_sky(3);
b2(3) = G(3)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(3) = 0*G(3) ;
b4(3) = Tin(3).*(debit(3).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(3).*hloss(3).*Aire;

B3 = [b1(3) ; b2(3) ; b3(3) ; b4(3)];

    % Matrice A :
a1(3) = Aire*hc_n(3);
a2(3) = Aire*hrad_sky(3);
a3(3) = Aire*hpv_g(3);
a4(3) = Aire*hab;
a5(3) = Aire*hab_f(3);
a6(3) = 0;
a7(3) = Aire*hloss(3);
a8(3) = debit(3)*Cw*rend_ech;

A11(3) = a1(3)+a2(3)+a3(3);
A12(3) = -a3(3);
A13(3) = 0;
A14(3) = 0;

A21(3) = -a3(3);
A22(3) = a3(3)+a4(3)-G(3)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(3) = -a4(3);
A24(3) = 0;

A31(3) = 0;
A32(3) = a4(3);
```

```
A33(3) = a5(3)-a4(3);
A34(3) = -a5(3);

A41(3) = 0;
A42(3) = 0;
A43(3) = a8(3)-a5(3);
A44(3) = a5(3)+a7(3);

A3 = [ A11(3) A12(3) A13(3) A14(3) ; A21(3) A22(3) A23(3) A24(3) ; A31(3) A32(3) A33(3) A34(3)
; A41(3) A42(3) A43(3) A44(3)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X3 = A3\B3;

Tg(3)= X3(1,1);
Tpv(3)=X3(2,1);
Tab(3)=X3(3,1);
Tmw(3)=X3(4,1);
```

Calcul T au t=4h

```
Tsky(4) = 0.0552*(Ta_K(4)).^ 1.5;
Tmoy(4) = (Tpv(3)+Tg(3))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(4) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(3) + Tsky(4))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(4) = 4*c_boltz*E*Tmoy(4).^3;
h1(4) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(4);
hpv_g(4) = (1/h1(4) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(4) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(3) + Tsol(4))/2).^3;
hc_n(4) = 5.67+3.86*v_wind(4);
hloss(4) = hc_n(4) + hrad_loss(4);
hab_f(4) = (eff_ab*hloss(4))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(4) = G(4)*Aire*alpha_g + Ta_K(4).*Aire.*hc_n(4) + Tsky(4).*Aire.*hrad_sky(4);
b2(4) = G(4)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(4) = 0*G(4) ;
b4(4) = Tin(4).*(debit(4).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(4).*hloss(4).*Aire;

B4 = [b1(4) ; b2(4) ; b3(4) ; b4(4)];

    % Matrice A :
a1(4) = Aire*hc_n(4);
a2(4) = Aire*hrad_sky(4);
a3(4) = Aire*hpv_g(4);
a4(4) = Aire*hab;
a5(4) = Aire*hab_f(4);
a6(4) = 0;
a7(4) = Aire*hloss(4);
a8(4) = debit(4)*Cw*rend_ech;

A11(4) = a1(4)+a2(4)+a3(4);
A12(4) = -a3(4);
A13(4) = 0;
```

```
A14(4) = 0;

A21(4) = -a3(4);
A22(4) = a3(4)+a4(4)-G(4)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(4) = -a4(4);
A24(4) = 0;

A31(4) = 0;
A32(4) = a4(4);
A33(4) = a5(4)-a4(4);
A34(4) = -a5(4);

A41(4) = 0;
A42(4) = 0;
A43(4) = a8(4)-a5(4);
A44(4) = a5(4)+a7(4);

A4 = [ A11(4) A12(4) A13(4) A14(4) ; A21(4) A22(4) A23(4) A24(4) ; A31(4) A32(4) A33(4) A34(4)
; A41(4) A42(4) A43(4) A44(4)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X4 = A4\B4;

Tg(4)=X4(1,1);
Tpv(4)=X4(2,1);
Tab(4)=X4(3,1);
Tmw(4)=X4(4,1);
```

Calcul T au t=5h

```
Tsky(5) = 0.0552*(Ta_K(5)).^ 1.5;
Tmoy(5) = (Tpv(4)+Tg(4))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(5) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(4) + Tsky(5))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(5) = 4*c_boltz*E*Tmoy(5).^3;
h1(5) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(5);
hpv_g(5) = (1/h1(5) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(5) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(4) + Tsol(5))/2).^3;
hc_n(5) = 5.67+3.86*v_wind(5);
hloss(5) = hc_n(5) + hrad_loss(5);
hab_f(5) = (eff_ab*hloss(5))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(5) = G(5)*Aire*alpha_g + Ta_K(5).*Aire.*hc_n(5) + Tsky(5).*Aire.*hrad_sky(5);
b2(5) = G(5)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(5) = 0*G(5) ;
b4(5) = Tin(5).*(debit(5).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(5).*hloss(5).*Aire;

B5 = [b1(5) ; b2(5) ; b3(5) ; b4(5)];

    % Matrice A :
a1(5) = Aire*hc_n(5);
a2(5) = Aire*hrad_sky(5);
a3(5) = Aire*hpv_g(5);
```

```
a4(5) = Aire*hab;
a5(5) = Aire*hab_f(5);
a6(5) = 0;
a7(5) = Aire*hloss(5);
a8(5) = debit(5)*Cw*rend_ech;

A11(5) = a1(5)+a2(5)+a3(5);
A12(5) = -a3(5);
A13(5) = 0;
A14(5) = 0;

A21(5) = -a3(5);
A22(5) = a3(5)+a4(5)-G(5)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(5) = -a4(5);
A24(5) = 0;

A31(5) = 0;
A32(5) = a4(5);
A33(5) = a5(5)-a4(5);
A34(5) = -a5(5);

A41(5) = 0;
A42(5) = 0;
A43(5) = a8(5)-a5(5);
A44(5) = a5(5)+a7(5);

A5 = [ A11(5) A12(5) A13(5) A14(5) ; A21(5) A22(5) A23(5) A24(5) ; A31(5) A32(5) A33(5) A34(5)
; A41(5) A42(5) A43(5) A44(5)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X5 = A5\B5;

Tg(5)=X5(1,1);
Tpv(5)=X5(2,1);
Tab(5)=X5(3,1);
Tmw(5)=X5(4,1);
```

Calcul T au t=6h

```
Tsky(6) = 0.0552*(Ta_K(6)).^ 1.5;
Tmoy(6) = (Tpv(5)+Tg(5))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(6) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(5) + Tsky(6))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(6) = 4*c_boltz*E*Tmoy(6).^3;
h1(6) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(6);
hpv_g(6) = (1/h1(6) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(6) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(5) + Tsol(6))/2).^3;
hc_n(6) = 5.67+3.86*v_wind(6);
hloss(6) = hc_n(6) + hrad_loss(6);
hab_f(6) = (eff_ab*hloss(6))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(6) = G(6)*Aire*alpha_g + Ta_K(6).*Aire.*hc_n(6) + Tsky(6).*Aire.*hrad_sky(6);
b2(6) = G(6)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
```

```
b3(6) = 0*G(6) ;
b4(6) = Tin(6).*(debit(6).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(6).*hloss(6).*Aire;

B6 = [b1(6) ; b2(6) ; b3(6) ; b4(6)];

    % Matrice A :
a1(6) = Aire*hc_n(6);
a2(6) = Aire*hrad_sky(6);
a3(6) = Aire*hpv_g(6);
a4(6) = Aire*hab;
a5(6) = Aire*hab_f(6);
a6(6) = 0;
a7(6) = Aire*hloss(6);
a8(6) = debit(6)*Cw*rend_ech;

A11(6) = a1(6)+a2(6)+a3(6);
A12(6) = -a3(6);
A13(6) = 0;
A14(6) = 0;

A21(6) = -a3(6);
A22(6) = a3(6)+a4(6)-G(6)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(6) = -a4(6);
A24(6) = 0;

A31(6) = 0;
A32(6) = a4(6);
A33(6) = a5(6)-a4(6);
A34(6) = -a5(6);

A41(6) = 0;
A42(6) = 0;
A43(6) = a8(6)-a5(6);
A44(6) = a5(6)+a7(6);

A6 = [ A11(6) A12(6) A13(6) A14(6) ; A21(6) A22(6) A23(6) A24(6) ; A31(6) A32(6) A33(6) A34(6)
; A41(6) A42(6) A43(6) A44(6)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X6 = A6\B6;

Tg(6)=X6(1,1);
Tpv(6)=X6(2,1);
Tab(6)=X6(3,1);
Tmw(6)=X6(4,1);
```

Calcul T au t=7h

```
Tsky(7) = 0.0552*(Ta_K(7)).^ 1.5;
Tmoy(7) = (Tpv(6)+Tg(6))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(7) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(6) + Tsky(7))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(7) = 4*c_boltz*E*Tmoy(7).^3;
h1(7) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(7);
```

```
hpv_g(7) = (1/h1(7) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(7) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(6) + Tsol(7))/2).^3;
hc_n(7) = 5.67+3.86*v_wind(7);
hloss(7) = hc_n(7) + hrad_loss(7);
hab_f(7) = (eff_ab*hloss(7))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(7) = G(7)*Aire*alpha_g + Ta_K(7).*Aire.*hc_n(7) + Tsky(7).*Aire.*hrad_sky(7);
b2(7) = G(7)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(7) = 0*G(7) ;
b4(7) = Tin(7).*(debit(7).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(7).*hloss(7).*Aire;

B7 = [b1(7) ; b2(7) ; b3(7) ; b4(7)];

    % Matrice A :
a1(7) = Aire*hc_n(7);
a2(7) = Aire*hrad_sky(7);
a3(7) = Aire*hpv_g(7);
a4(7) = Aire*hab;
a5(7) = Aire*hab_f(7);
a6(7) = 0;
a7(7) = Aire*hloss(7);
a8(7) = debit(7)*Cw*rend_ech;

A11(7) = a1(7)+a2(7)+a3(7);
A12(7) = -a3(7);
A13(7) = 0;
A14(7) = 0;

A21(7) = -a3(7);
A22(7) = a3(7)+a4(7)-G(7)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(7) = -a4(7);
A24(7) = 0;

A31(7) = 0;
A32(7) = a4(7);
A33(7) = a5(7)-a4(7);
A34(7) = -a5(7);

A41(7) = 0;
A42(7) = 0;
A43(7) = a8(7)-a5(7);
A44(7) = a5(7)+a7(7);

A7 = [ A11(7) A12(7) A13(7) A14(7) ; A21(7) A22(7) A23(7) A24(7) ; A31(7) A32(7) A33(7) A34(7)
; A41(7) A42(7) A43(7) A44(7)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X7 = A7\B7;

Tg(7)=X7(1,1);
Tpv(7)=X7(2,1);
Tab(7)=X7(3,1);
Tmw(7)=X7(4,1);
```

Calcul T au t=8h

```
Tsky(8) = 0.0552*(Ta_K(8)).^ 1.5;
Tmoy(8) = (Tpv(7)+Tg(7))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(8) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(7) + Tsky(8))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(8) = 4*c_boltz*E*Tmoy(8).^3;
h1(8) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(8);
hpv_g(8) = (1/h1(8) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(8) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(7) + Tsol(8))/2).^3;
hc_n(8) = 5.67+3.86*v_wind(8);
hloss(8) = hc_n(8) + hrad_loss(8);
hab_f(8) = (eff_ab*hloss(8))/(1-eff_ab);


    % Matrice B :
b1(8) = G(8)*Aire*alpha_g + Ta_K(8).*Aire.*hc_n(8) + Tsky(8).*Aire.*hrad_sky(8);
b2(8) = G(8)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(8) = 0*G(8) ;
b4(8) = Tin(8).*(debit(8).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(8).*hloss(8).*Aire;

B8 = [b1(8) ; b2(8) ; b3(8) ; b4(8)];

    % Matrice A :
a1(8) = Aire*hc_n(8);
a2(8) = Aire*hrad_sky(8);
a3(8) = Aire*hpv_g(8);
a4(8) = Aire*hab;
a5(8) = Aire*hab_f(8);
a6(8) = 0;
a7(8) = Aire*hloss(8);
a8(8) = debit(8)*Cw*rend_ech;

A11(8) = a1(8)+a2(8)+a3(8);
A12(8) = -a3(8);
A13(8) = 0;
A14(8) = 0;

A21(8) = -a3(8);
A22(8) = a3(8)+a4(8)-G(8)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(8) = -a4(8);
A24(8) = 0;

A31(8) = 0;
A32(8) = a4(8);
A33(8) = a5(8)-a4(8);
A34(8) = -a5(8);

A41(8) = 0;
A42(8) = 0;
A43(8) = a8(8)-a5(8);
A44(8) = a5(8)+a7(8);

A8 = [ A11(8) A12(8) A13(8) A14(8) ; A21(8) A22(8) A23(8) A24(8) ; A31(8) A32(8) A33(8) A34(8)
```

```
; A41(8) A42(8) A43(8) A44(8)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X8 = A8\B8;

Tg(8)=X8(1,1);
Tpv(8)=X8(2,1);
Tab(8)=X8(3,1);
Tmw(8)=X8(4,1);
```

Calcul T au t=9h

```
Tsky(9) = 0.0552*(Ta_K(9)).^ 1.5;
Tmoy(9) = (Tpv(8)+Tg(8))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(9) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(8) + Tsky(9))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(9) = 4*c_boltz*E*Tmoy(9).^3;
h1(9) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(9);
hpv_g(9) = (1/h1(9) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(9) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(8) + Tsol(9))/2).^3;
hc_n(9) = 5.67+3.86*v_wind(9);
hloss(9) = hc_n(9) + hrad_loss(9);
hab_f(9) = (eff_ab*hloss(9))/(1-eff_ab);


    % Matrice B :
b1(9) = G(9)*Aire*alpha_g + Ta_K(9).*Aire.*hc_n(9) + Tsky(9).*Aire.*hrad_sky(9);
b2(9) = G(9)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(9) = 0*G(9) ;
b4(9) = Tin(9).*(debit(9).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(9).*hloss(9).*Aire;

B9 = [b1(9) ; b2(9) ; b3(9) ; b4(9)];

    % Matrice A :
a1(9) = Aire*hc_n(9);
a2(9) = Aire*hrad_sky(9);
a3(9) = Aire*hpv_g(9);
a4(9) = Aire*hab;
a5(9) = Aire*hab_f(9);
a6(9) = 0;
a7(9) = Aire*hloss(9);
a8(9) = debit(9)*Cw*rend_ech;

A11(9) = a1(9)+a2(9)+a3(9);
A12(9) = -a3(9);
A13(9) = 0;
A14(9) = 0;

A21(9) = -a3(9);
A22(9) = a3(9)+a4(9)-G(9)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(9) = -a4(9);
A24(9) = 0;

A31(9) = 0;
```

```
A32(9) = a4(9);
A33(9) = a5(9)-a4(9);
A34(9) = -a5(9);

A41(9) = 0;
A42(9) = 0;
A43(9) = a8(9)-a5(9);
A44(9) = a5(9)+a7(9);

A9 = [ A11(9) A12(9) A13(9) A14(9) ; A21(9) A22(9) A23(9) A24(9) ; A31(9) A32(9) A33(9) A34(9)
; A41(9) A42(9) A43(9) A44(9)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X9 = A9\B9;

Tg(9)=X9(1,1);
Tpv(9)=X9(2,1);
Tab(9)=X9(3,1);
Tmw(9)=X9(4,1);
```

Calcul T au t=10h

```
Tsky(10) = 0.0552*(Ta_K(10)).^ 1.5;
Tmoy(10) = (Tpv(9)+Tg(9))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(10) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(9) + Tsky(10))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(10) = 4*c_boltz*E*Tmoy(10).^3;
h1(10) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(10);
hpv_g(10) = (1/h1(10) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(10) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(9) + Tsol(10))/2).^3;
hc_n(10) = 5.67+3.86*v_wind(10);
hloss(10) = hc_n(10) + hrad_loss(10);
hab_f(10) = (eff_ab*hloss(10))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(10) = G(10)*Aire*alpha_g + Ta_K(10).*Aire.*hc_n(10) + Tsky(10).*Aire.*hrad_sky(10);
b2(10) = G(10)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(10) = 0*G(10) ;
b4(10) = Tin(10).*(debit(10).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(10).*hloss(10).*Aire;

B10 = [b1(10) ; b2(10) ; b3(10) ; b4(10)];

    % Matrice A :
a1(10) = Aire*hc_n(10);
a2(10) = Aire*hrad_sky(10);
a3(10) = Aire*hpv_g(10);
a4(10) = Aire*hab;
a5(10) = Aire*hab_f(10);
a6(10) = 0;
a7(10) = Aire*hloss(10);
a8(10) = debit(10)*Cw*rend_ech;

A11(10) = a1(10)+a2(10)+a3(10);
A12(10) = -a3(10);
```

```
A13(10) = 0;
A14(10) = 0;

A21(10) = -a3(10);
A22(10) = a3(10)+a4(10)-G(10)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(10) = -a4(10);
A24(10) = 0;

A31(10) = 0;
A32(10) = a4(10);
A33(10) = a5(10)-a4(10);
A34(10) = -a5(10);

A41(10) = 0;
A42(10) = 0;
A43(10) = a8(10)-a5(10);
A44(10) = a5(10)+a7(10);

A_10 = [ A11(10) A12(10) A13(10) A14(10) ; A21(10) A22(10) A23(10) A24(10) ; A31(10) A32(10)
A33(10) A34(10) ; A41(10) A42(10) A43(10) A44(10)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X10 = A_10\B10;

Tg(10)=X10(1,1);
Tpv(10)=X10(2,1);
Tab(10)=X10(3,1);
Tmw(10)=X10(4,1);
```

Calcul T au t=11h

```
Tsky(11) = 0.0552*(Ta_K(11)).^ 1.5;
Tmoy(11) = (Tpv(10)+Tg(10))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(11) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(10) + Tsky(11))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(11) = 4*c_boltz*E*Tmoy(11).^3;
h1(11) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(11);
hpv_g(11) = (1/h1(11) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(11) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(10) + Tsol(11))/2).^3;
hc_n(11) = 5.4+3.86*v_wind(11);
hloss(11) = hc_n(11) + hrad_loss(11);
hab_f(11) = (eff_ab*hloss(11))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(11) = G(11)*Aire*alpha_g + Ta_K(11).*Aire.*hc_n(11) + Tsky(11).*Aire.*hrad_sky(11);
b2(11) = G(11)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(11) = 0*G(11) ;
b4(11) = Tin(11).*(debit(11).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(11).*hloss(11).*Aire;

B11 = [b1(11) ; b2(11) ; b3(11) ; b4(11)];

    % Matrice A :
a1(11) = Aire*hc_n(11);
a2(11) = Aire*hrad_sky(11);
```

```
a3(11) = Aire*hpv_g(11);
a4(11) = Aire*hab;
a5(11) = Aire*hab_f(11);
a6(11) = 0;
a7(11) = Aire*hloss(11);
a8(11) = debit(11)*Cw*rend_ech;

A11(11) = a1(11)+a2(11)+a3(11);
A12(11) = -a3(11);
A13(11) = 0;
A14(11) = 0;

A21(11) = -a3(11);
A22(11) = a3(11)+a4(11)-G(11)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(11) = -a4(11);
A24(11) = 0;

A31(11) = 0;
A32(11) = a4(11);
A33(11) = a5(11)-a4(11);
A34(11) = -a5(11);

A41(11) = 0;
A42(11) = 0;
A43(11) = a8(11)-a5(11);
A44(11) = a5(11)+a7(11);

A_11 = [ A11(11) A12(11) A13(11) A14(11) ; A21(11) A22(11) A23(11) A24(11) ; A31(11) A32(11)
A33(11) A34(11) ; A41(11) A42(11) A43(11) A44(11)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X11 = A_11\B11;

Tg(11)=X11(1,1);
Tpv(11)=X11(2,1);
Tab(11)=X11(3,1);
Tmw(11)=X11(4,1);
```

Calcul T au t=12h

```
Tsky(12) = 0.0552*(Ta_K(12)).^ 1.5;
Tmoy(12) = (Tpv(11)+Tg(11))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(12) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(11) + Tsky(12))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(12) = 4*c_boltz*E*Tmoy(12).^3;
h1(12) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(12);
hpv_g(12) = (1/h1(12) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(12) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(11) + Tsol(12))/2).^3;
hc_n(12) = 5.67+3.86*v_wind(12);
hloss(12) = hc_n(12) + hrad_loss(12);
hab_f(12) = (eff_ab*hloss(12))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(12) = G(12)*Aire*alpha_g + Ta_K(12).*Aire.*hc_n(12) + Tsky(12).*Aire.*hrad_sky(12);
```

```
b2(12) = G(12)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(12) = 0*G(12) ;
b4(12) = Tin(12).*(debit(12).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(12).*hloss(12).*Aire;

B12 = [b1(12) ; b2(12) ; b3(12) ; b4(12)];

    % Matrice A :
a1(12) = Aire*hc_n(12);
a2(12) = Aire*hrad_sky(12);
a3(12) = Aire*hpv_g(12);
a4(12) = Aire*hab;
a5(12) = Aire*hab_f(12);
a6(12) = 0;
a7(12) = Aire*hloss(12);
a8(12) = debit(12)*Cw*rend_ech;

A11(12) = a1(12)+a2(12)+a3(12);
A12(12) = -a3(12);
A13(12) = 0;
A14(12) = 0;

A21(12) = -a3(12);
A22(12) = a3(12)+a4(12)-G(12)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(12) = -a4(12);
A24(12) = 0;

A31(12) = 0;
A32(12) = a4(12);
A33(12) = a5(12)-a4(12);
A34(12) = -a5(12);

A41(12) = 0;
A42(12) = 0;
A43(12) = a8(12)-a5(12);
A44(12) = a5(12)+a7(12);

A_12 = [ A11(12) A12(12) A13(12) A14(12) ; A21(12) A22(12) A23(12) A24(12) ; A31(12) A32(12)
A33(12) A34(12) ; A41(12) A42(12) A43(12) A44(12)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X12 = A_12\B12;

Tg(12)= X12(1,1);
Tpv(12)=X12(2,1);
Tab(12)=X12(3,1);
Tmw(12)=X12(4,1);
```

Calcul T au t=13h

```
Tsky(13) = 0.0552*(Ta_K(13)).^ 1.5;
Tmoy(13) = (Tpv(12)+Tg(12))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(13) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(12) + Tsky(13))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(13) = 4*c_boltz*E*Tmoy(13).^3;
```

```
h1(13) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(13);
hpv_g(13) = (1/h1(13) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(13) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(12) + Tsol(13))/2).^3;
hc_n(13) = 5.67+3.86*v_wind(13);
hloss(13) = hc_n(13) + hrad_loss(13);
hab_f(13) = (eff_ab*hloss(13))/(1-eff_ab);


    % Matrice B :
b1(13) = G(13)*Aire*alpha_g + Ta_K(13).*Aire.*hc_n(13) + Tsky(13).*Aire.*hrad_sky(13);
b2(13) = G(13)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(13) = 0*G(13) ;
b4(13) = Tin(13).*(debit(13).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(13).*hloss(13).*Aire;

B13 = [b1(13) ; b2(13) ; b3(13) ; b4(13)];

    % Matrice A :
a1(13) = Aire*hc_n(13);
a2(13) = Aire*hrad_sky(13);
a3(13) = Aire*hpv_g(13);
a4(13) = Aire*hab;
a5(13) = Aire*hab_f(13);
a6(13) = 0;
a7(13) = Aire*hloss(13);
a8(13) = debit(13)*Cw*rend_ech;

A11(13) = a1(13)+a2(13)+a3(13);
A12(13) = -a3(13);
A13(13) = 0;
A14(13) = 0;

A21(13) = -a3(13);
A22(13) = a3(13)+a4(13)-G(13)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(13) = -a4(13);
A24(13) = 0;

A31(13) = 0;
A32(13) = a4(13);
A33(13) = a5(13)-a4(13);
A34(13) = -a5(13);

A41(13) = 0;
A42(13) = 0;
A43(13) = a8(13)-a5(13);
A44(13) = a5(13)+a7(13);

A_13 = [ A11(13) A12(13) A13(13) A14(13) ; A21(13) A22(13) A23(13) A24(13) ; A31(13) A32(13)
A33(13) A34(13) ; A41(13) A42(13) A43(13) A44(13)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X13 = A_13\B13;

Tg(13)=X13(1,1);
Tpv(13)=X13(2,1);
```

```
Tab(13)=X13(3,1);
Tmw(13)=X13(4,1);
```

Calcul T au t=14h

```
Tsky(14) = 0.0552*(Ta_K(14)).^ 1.5;
Tmoy(14) = (Tpv(13)+Tg(13))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(14) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(13) + Tsky(14))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(14) = 4*c_boltz*E*Tmoy(14).^3;
h1(14) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(14);
hpv_g(14) = (1/h1(14) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(14) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(13) + Tsol(14))/2).^3;
hc_n(14) = 5.67+3.86*v_wind(14);
hloss(14) = hc_n(14) + hrad_loss(14);
hab_f(14) = (eff_ab*hloss(14))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(14) = G(14)*Aire*alpha_g + Ta_K(14).*Aire.*hc_n(14) + Tsky(14).*Aire.*hrad_sky(14);
b2(14) = G(14)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(14) = 0*G(14) ;
b4(14) = Tin(14).*(debit(14).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(14).*hloss(14).*Aire;

B14 = [b1(14) ; b2(14) ; b3(14) ; b4(14)];

    % Matrice A :
a1(14) = Aire*hc_n(14);
a2(14) = Aire*hrad_sky(14);
a3(14) = Aire*hpv_g(14);
a4(14) = Aire*hab;
a5(14) = Aire*hab_f(14);
a6(14) = 0;
a7(14) = Aire*hloss(14);
a8(14) = debit(14)*Cw*rend_ech;

A11(14) = a1(14)+a2(14)+a3(14);
A12(14) = -a3(14);
A13(14) = 0;
A14(14) = 0;

A21(14) = -a3(14);
A22(14) = a3(14)+a4(14)-G(14)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(14) = -a4(14);
A24(14) = 0;

A31(14) = 0;
A32(14) = a4(14);
A33(14) = a5(14)-a4(14);
A34(14) = -a5(14);

A41(14) = 0;
A42(14) = 0;
A43(14) = a8(14)-a5(14);
A44(14) = a5(14)+a7(14);
```

```
A_14 = [ A11(14) A12(14) A13(14) A14(14) ; A21(14) A22(14) A23(14) A24(14) ; A31(14) A32(14)
A33(14) A34(14) ; A41(14) A42(14) A43(14) A44(14)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X14 = A_14\B14;

Tg(14)=X14(1,1);
Tpv(14)=X14(2,1);
Tab(14)=X14(3,1);
Tmw(14)=X14(4,1);
```

Calcul T au t=15h

```
Tsky(15) = 0.0552*(Ta_K(15)).^ 1.5;
Tmoy(15) = (Tpv(14)+Tg(14))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(15) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(14) + Tsky(15))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(15) = 4*c_boltz*E*Tmoy(15).^3;
h1(15) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(15);
hpv_g(15) = (1/h1(15) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(15) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(14) + Tsol(15))/2).^3;
hc_n(15) = 5.67+3.86*v_wind(15);
hloss(15) = hc_n(15) + hrad_loss(15);
hab_f(15) = (eff_ab*hloss(15))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(15) = G(15)*Aire*alpha_g + Ta_K(15).*Aire.*hc_n(15) + Tsky(15).*Aire.*hrad_sky(15);
b2(15) = G(15)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(15) = 0*G(15) ;
b4(15) = Tin(15).*(debit(15).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(15).*hloss(15).*Aire;

B15 = [b1(15) ; b2(15) ; b3(15) ; b4(15)];

    % Matrice A :
a1(15) = Aire*hc_n(15);
a2(15) = Aire*hrad_sky(15);
a3(15) = Aire*hpv_g(15);
a4(15) = Aire*hab;
a5(15) = Aire*hab_f(15);
a6(15) = 0;
a7(15) = Aire*hloss(15);
a8(15) = debit(15)*Cw*rend_ech;

A11(15) = a1(15)+a2(15)+a3(15);
A12(15) = -a3(15);
A13(15) = 0;
A14(15) = 0;

A21(15) = -a3(15);
A22(15) = a3(15)+a4(15)-G(15)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(15) = -a4(15);
A24(15) = 0;
```

```
A31(15) = 0;
A32(15) = a4(15);
A33(15) = a5(15)-a4(15);
A34(15) = -a5(15);

A41(15) = 0;
A42(15) = 0;
A43(15) = a8(15)-a5(15);
A44(15) = a5(15)+a7(15);

A_15 = [ A11(15) A12(15) A13(15) A14(15) ; A21(15) A22(15) A23(15) A24(15) ; A31(15) A32(15)
A33(15) A34(15) ; A41(15) A42(15) A43(15) A44(15)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X15 = A_15\B15;

Tg(15)= X15(1,1);
Tpv(15)=X15(2,1);
Tab(15)=X15(3,1);
Tmw(15)=X15(4,1);
```

Calcul T au t=16h

```
Tsky(16) = 0.0552*(Ta_K(16)).^ 1.5;
Tmoy(16) = (Tpv(15)+Tg(15))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(16) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(15) + Tsky(16))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(16) = 4*c_boltz*E*Tmoy(16).^3;
h1(16) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(16);
hpv_g(16) = (1/h1(16) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(16) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(15) + Tsol(16))/2).^3;
hc_n(16) = 5.67+3.86*v_wind(16);
hloss(16) = hc_n(16) + hrad_loss(16);
hab_f(16) = (eff_ab*hloss(16))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(16) = G(16)*Aire*alpha_g + Ta_K(16).*Aire.*hc_n(16) + Tsky(16).*Aire.*hrad_sky(16);
b2(16) = G(16)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(16) = 0*G(16);
b4(16) = Tin(16).*(debit(16).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(16).*hloss(16).*Aire;

B16 = [b1(16) ; b2(16) ; b3(16) ; b4(16)];

    % Matrice A :
a1(16) = Aire*hc_n(16);
a2(16) = Aire*hrad_sky(16);
a3(16) = Aire*hpv_g(16);
a4(16) = Aire*hab;
a5(16) = Aire*hab_f(16);
a6(16) = 0;
a7(16) = Aire*hloss(16);
a8(16) = debit(16)*Cw*rend_ech;

A11(16) = a1(16)+a2(16)+a3(16);
```

```
A12(16) = -a3(16);
A13(16) = 0;
A14(16) = 0;

A21(16) = -a3(16);
A22(16) = a3(16)+a4(16)-G(16)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(16) = -a4(16);
A24(16) = 0;

A31(16) = 0;
A32(16) = a4(16);
A33(16) = a5(16)-a4(16);
A34(16) = -a5(16);

A41(16) = 0;
A42(16) = 0;
A43(16) = a8(16)-a5(16);
A44(16) = a5(16)+a7(16);

A_16 = [ A11(16) A12(16) A13(16) A14(16) ; A21(16) A22(16) A23(16) A24(16) ; A31(16) A32(16)
A33(16) A34(16) ; A41(16) A42(16) A43(16) A44(16)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X16 = A_16\B16;

Tg(16)= X16(1,1);
Tpv(16)=X16(2,1);
Tab(16)=X16(3,1);
Tmw(16)=X16(4,1);
```

Calcul T au t=17h

```
Tsky(17) = 0.0552*(Ta_K(17)).^ 1.5;
Tmoy(17) = (Tpv(16)+Tg(16))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(17) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(16) + Tsky(17))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(17) = 4*c_boltz*E*Tmoy(17).^3;
h1(17) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(17);
hpv_g(17) = (1/h1(17) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(17) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(16) + Tsol(17))/2).^3;
hc_n(17) = 5.67+3.86*v_wind(17);
hloss(17) = hc_n(17) + hrad_loss(17);
hab_f(17) = (eff_ab*hloss(17))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(17) = G(17)*Aire*alpha_g + Ta_K(17).*Aire.*hc_n(17) + Tsky(17).*Aire.*hrad_sky(17);
b2(17) = G(17)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(17) = 0*G(17) ;
b4(17) = Tin(17).*(debit(17).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(17).*hloss(17).*Aire;

B17 = [b1(17) ; b2(17) ; b3(17) ; b4(17)];

    % Matrice A :
a1(17) = Aire*hc_n(17);
```

```
a2(17) = Aire*hrad_sky(17);
a3(17) = Aire*hpv_g(17);
a4(17) = Aire*hab;
a5(17) = Aire*hab_f(17);
a6(17) = 0;
a7(17) = Aire*hloss(17);
a8(17) = debit(17)*Cw*rend_ech;

A11(17) = a1(17)+a2(17)+a3(17);
A12(17) = -a3(17);
A13(17) = 0;
A14(17) = 0;

A21(17) = -a3(17);
A22(17) = a3(17)+a4(17)-G(17)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(17) = -a4(17);
A24(17) = 0;

A31(17) = 0;
A32(17) = a4(17);
A33(17) = a5(17)-a4(17);
A34(17) = -a5(17);

A41(17) = 0;
A42(17) = 0;
A43(17) = a8(17)-a5(17);
A44(17) = a5(17)+a7(17);

A_17 = [ A11(17) A12(17) A13(17) A14(17) ; A21(17) A22(17) A23(17) A24(17) ; A31(17) A32(17)
A33(17) A34(17) ; A41(17) A42(17) A43(17) A44(17)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X17 = A_17\B17;

Tg(17)= X17(1,1);
Tpv(17)=X17(2,1);
Tab(17)=X17(3,1);
Tmw(17)=X17(4,1);
```

Calcul T au t=18h

```
Tsky(18) = 0.0552*(Ta_K(18)).^ 1.5;
Tmoy(18) = (Tpv(17)+Tg(17))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(18) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(17) + Tsky(18))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(18) = 4*c_boltz*E*Tmoy(18).^3;
h1(18) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(18);
hpv_g(18) = (1/h1(18) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(18) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(17) + Tsol(18))/2).^3;
hc_n(18) = 5.67+3.86*v_wind(18);
hloss(18) = hc_n(18) + hrad_loss(18);
hab_f(18) = (eff_ab*hloss(18))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
```

```
b1(18) = G(18)*Aire*alpha_g + Ta_K(18).*Aire.*hc_n(18) + Tsky(18).*Aire.*hrad_sky(18);
b2(18) = G(18)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(18) = 0*G(18) ;
b4(18) = Tin(18).*(debit(18).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(18).*hloss(18).*Aire;

B18 = [b1(18) ; b2(18) ; b3(18) ; b4(18)];

    % Matrice A :
a1(18) = Aire*hc_n(18);
a2(18) = Aire*hrad_sky(18);
a3(18) = Aire*hpv_g(18);
a4(18) = Aire*hab;
a5(18) = Aire*hab_f(18);
a6(18) = 0;
a7(18) = Aire*hloss(18);
a8(18) = debit(18)*Cw*rend_ech;

A11(18) = a1(18)+a2(18)+a3(18);
A12(18) = -a3(18);
A13(18) = 0;
A14(18) = 0;

A21(18) = -a3(18);
A22(18) = a3(18)+a4(18)-G(18)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(18) = -a4(18);
A24(18) = 0;

A31(18) = 0;
A32(18) = a4(18);
A33(18) = a5(18)-a4(18);
A34(18) = -a5(18);

A41(18) = 0;
A42(18) = 0;
A43(18) = a8(18)-a5(18);
A44(18) = a5(18)+a7(18);

A_18 = [ A11(18) A12(18) A13(18) A14(18) ; A21(18) A22(18) A23(18) A24(18) ; A31(18) A32(18)
A33(18) A34(18) ; A41(18) A42(18) A43(18) A44(18)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X18 = A_18\B18;

Tg(18)= X18(1,1);
Tpv(18)=X18(2,1);
Tab(18)=X18(3,1);
Tmw(18)=X18(4,1);
```

Calcul T au t=19h

```
Tsky(19) = 0.0552*(Ta_K(19)).^ 1.5;
Tmoy(19) = (Tpv(18)+Tg(18))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(19) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(18) + Tsky(19))/2).^3;    % [W/m2.K]
```

```
hrad_g_pv(19) = 4*c_boltz*E*Tmoy(19).^3;
h1(19) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(19);
hpv_g(19) = (1/h1(19) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(19) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(18) + Tsol(19))/2).^3;
hc_n(19) = 5.67+3.86*v_wind(19);
hloss(19) = hc_n(19) + hrad_loss(19);
hab_f(19) = (eff_ab*hloss(19))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(19) = G(19)*Aire*alpha_g + Ta_K(19).*Aire.*hc_n(19) + Tsky(19).*Aire.*hrad_sky(19);
b2(19) = G(19)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(19) = 0*G(19) ;
b4(19) = Tin(19).*(debit(19).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(19).*hloss(19).*Aire;

B19 = [b1(19) ; b2(19) ; b3(19) ; b4(19)];

    % Matrice A :
a1(19) = Aire*hc_n(19);
a2(19) = Aire*hrad_sky(19);
a3(19) = Aire*hpv_g(19);
a4(19) = Aire*hab;
a5(19) = Aire*hab_f(19);
a6(19) = 0;
a7(19) = Aire*hloss(19);
a8(19) = debit(19)*Cw*rend_ech;

A11(19) = a1(19)+a2(19)+a3(19);
A12(19) = -a3(19);
A13(19) = 0;
A14(19) = 0;

A21(19) = -a3(19);
A22(19) = a3(19)+a4(19)-G(19)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(19) = -a4(19);
A24(19) = 0;

A31(19) = 0;
A32(19) = a4(19);
A33(19) = a5(19)-a4(19);
A34(19) = -a5(19);

A41(19) = 0;
A42(19) = 0;
A43(19) = a8(19)-a5(19);
A44(19) = a5(19)+a7(19);

A_19 = [ A11(19) A12(19) A13(19) A14(19) ; A21(19) A22(19) A23(19) A24(19) ; A31(19) A32(19)
A33(19) A34(19) ; A41(19) A42(19) A43(19) A44(19)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X19 = A_19\B19;

Tg(19)= X19(1,1);
Tpv(19)=X19(2,1);
```

```
Tab(19)=X19(3,1);
Tmw(19)=X19(4,1);
```

Calcul T au t=20h

```
Tsky(20) = 0.0552*(Ta_K(20)).^ 1.5;
Tmoy(20) = (Tpv(19)+Tg(19))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(20) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(19) + Tsky(20))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(20) = 4*c_boltz*E*Tmoy(20).^3;
h1(20) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(20);
hpv_g(20) = (1/h1(20) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(20) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(19) + Tsol(20))/2).^3;
hc_n(20) = 5.67+3.86*v_wind(20);
hloss(20) = hc_n(20) + hrad_loss(20);
hab_f(20) = (eff_ab*hloss(20))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(20) = G(20)*Aire*alpha_g + Ta_K(20).*Aire.*hc_n(20) + Tsky(20).*Aire.*hrad_sky(20);
b2(20) = G(20)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(20) = 0*G(20) ;
b4(20) = Tin(20).*(debit(20).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(20).*hloss(20).*Aire;

B20 = [b1(20) ; b2(20) ; b3(20) ; b4(20)];

    % Matrice A :
a1(20) = Aire*hc_n(20);
a2(20) = Aire*hrad_sky(20);
a3(20) = Aire*hpv_g(20);
a4(20) = Aire*hab;
a5(20) = Aire*hab_f(20);
a6(20) = 0;
a7(20) = Aire*hloss(20);
a8(20) = debit(20)*Cw*rend_ech;

A11(20) = a1(20)+a2(20)+a3(20);
A12(20) = -a3(20);
A13(20) = 0;
A14(20) = 0;

A21(20) = -a3(20);
A22(20) = a3(20)+a4(20)-G(20)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(20) = -a4(20);
A24(20) = 0;

A31(20) = 0;
A32(20) = a4(20);
A33(20) = a5(20)-a4(20);
A34(20) = -a5(20);

A41(20) = 0;
A42(20) = 0;
A43(20) = a8(20)-a5(20);
A44(20) = a5(20)+a7(20);
```

```
A_20 = [ A11(20) A12(20) A13(20) A14(20) ; A21(20) A22(20) A23(20) A24(20) ; A31(20) A32(20)
A33(20) A34(20) ; A41(20) A42(20) A43(20) A44(20)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X20 = A_20\B20;

Tg(20)= X20(1,1);
Tpv(20)=X20(2,1);
Tab(20)=X20(3,1);
Tmw(20)=X20(4,1);
```

Calcul T au t=21h

```
Tsky(21) = 0.0552*(Ta_K(21)).^ 1.5;
Tmoy(21) = (Tpv(20)+Tg(20))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(21) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(20) + Tsky(21))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(21) = 4*c_boltz*E*Tmoy(21).^3;
h1(21) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(21);
hpv_g(21) = (1/h1(21) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(21) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(20) + Tsol(21))/2).^3;
hc_n(21) = 5.67+3.86*v_wind(21);
hloss(21) = hc_n(21) + hrad_loss(21);
hab_f(21) = (eff_ab*hloss(21))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(21) = G(21)*Aire*alpha_g + Ta_K(21).*Aire.*hc_n(21) + Tsky(21).*Aire.*hrad_sky(21);
b2(21) = G(21)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(21) = 0*G(21) ;
b4(21) = Tin(21).*(debit(21).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(21).*hloss(21).*Aire;

B21 = [b1(21) ; b2(21) ; b3(21) ; b4(21)];

    % Matrice A :
a1(21) = Aire*hc_n(21);
a2(21) = Aire*hrad_sky(21);
a3(21) = Aire*hpv_g(21);
a4(21) = Aire*hab;
a5(21) = Aire*hab_f(21);
a6(21) = 0;
a7(21) = Aire*hloss(21);
a8(21) = debit(21)*Cw*rend_ech;

A11(21) = a1(21)+a2(21)+a3(21);
A12(21) = -a3(21);
A13(21) = 0;
A14(21) = 0;

A21(21) = -a3(21);
A22(21) = a3(21)+a4(21)-G(21)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(21) = -a4(21);
A24(21) = 0;
```

```
A31(21) = 0;
A32(21) = a4(21);
A33(21) = a5(21)-a4(21);
A34(21) = -a5(21);

A41(21) = 0;
A42(21) = 0;
A43(21) = a8(21)-a5(21);
A44(21) = a5(21)+a7(21);

A_21 = [ A11(21) A12(21) A13(21) A14(21) ; A21(21) A22(21) A23(21) A24(21) ; A31(21) A32(21)
A33(21) A34(21) ; A41(21) A42(21) A43(21) A44(21)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X21 = A_21\B21;

Tg(21)= X21(1,1);
Tpv(21)=X21(2,1);
Tab(21)=X21(3,1);
Tmw(21)=X21(4,1);
```

Calcul T au t=22h

```
Tsky(22) = 0.0552*(Ta_K(22)).^ 1.5;
Tmoy(22) = (Tpv(21)+Tg(21))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(22) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(21) + Tsky(22))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(22) = 4*c_boltz*E*Tmoy(22).^3;
h1(22) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(22);
hpv_g(22) = (1/h1(22) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(22) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(21) + Tsol(22))/2).^3;
hc_n(22) = 5.67+3.86*v_wind(22);
hloss(22) = hc_n(22) + hrad_loss(22);
hab_f(22) = (eff_ab*hloss(22))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(22) = G(22)*Aire*alpha_g + Ta_K(22).*Aire.*hc_n(22) + Tsky(22).*Aire.*hrad_sky(22);
b2(22) = G(22)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(22) = 0*G(22) ;
b4(22) = Tin(22).*(debit(22).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(22).*hloss(22).*Aire;

B22 = [b1(22) ; b2(22) ; b3(22) ; b4(22)];

    % Matrice A :
a1(22) = Aire*hc_n(22);
a2(22) = Aire*hrad_sky(22);
a3(22) = Aire*hpv_g(22);
a4(22) = Aire*hab;
a5(22) = Aire*hab_f(22);
a6(22) = 0;
a7(22) = Aire*hloss(22);
a8(22) = debit(22)*Cw*rend_ech;

A11(22) = a1(22)+a2(22)+a3(22);
```

```
A12(22) = -a3(22);
A13(22) = 0;
A14(22) = 0;

A21(22) = -a3(22);
A22(22) = a3(22)+a4(22)-G(22)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(22) = -a4(22);
A24(22) = 0;

A31(22) = 0;
A32(22) = a4(22);
A33(22) = a5(22)-a4(22);
A34(22) = -a5(22);

A41(22) = 0;
A42(22) = 0;
A43(22) = a8(22)-a5(22);
A44(22) = a5(22)+a7(22);

A_22 = [ A11(22) A12(22) A13(22) A14(22) ; A21(22) A22(22) A23(22) A24(22) ; A31(22) A32(22)
A33(22) A34(22) ; A41(22) A42(22) A43(22) A44(22)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X22 = A_22\B22;

Tg(22)= X22(1,1);
Tpv(22)=X22(2,1);
Tab(22)=X22(3,1);
Tmw(22)=X22(4,1);
```

Calcul T au t=23h

```
Tsky(23) = 0.0552*(Ta_K(23)).^ 1.5;
Tmoy(23) = (Tpv(22)+Tg(22))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(23) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(22) + Tsky(23))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(23) = 4*c_boltz*E*Tmoy(23).^3;
h1(23) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(23);
hpv_g(23) = (1/h1(23) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(23) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(22) + Tsol(23))/2).^3;
hc_n(23) = 5.67+3.86*v_wind(23);
hloss(23) = hc_n(23) + hrad_loss(23);
hab_f(23) = (eff_ab*hloss(23))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
b1(23) = G(23)*Aire*alpha_g + Ta_K(23).*Aire.*hc_n(23) + Tsky(23).*Aire.*hrad_sky(23);
b2(23) = G(23)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(23) = 0*G(23) ;
b4(23) = Tin(23).*(debit(23).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(23).*hloss(23).*Aire;

B23 = [b1(23) ; b2(23) ; b3(23) ; b4(23)];

    % Matrice A :
a1(23) = Aire*hc_n(23);
```

```
a2(23) = Aire*hrad_sky(23);
a3(23) = Aire*hpv_g(23);
a4(23) = Aire*hab;
a5(23) = Aire*hab_f(23);
a6(23) = 0;
a7(23) = Aire*hloss(23);
a8(23) = debit(23)*Cw*rend_ech;

A11(23) = a1(23)+a2(23)+a3(23);
A12(23) = -a3(23);
A13(23) = 0;
A14(23) = 0;

A21(23) = -a3(23);
A22(23) = a3(23)+a4(23)-G(23)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(23) = -a4(23);
A24(23) = 0;

A31(23) = 0;
A32(23) = a4(23);
A33(23) = a5(23)-a4(23);
A34(23) = -a5(23);

A41(23) = 0;
A42(23) = 0;
A43(23) = a8(23)-a5(23);
A44(23) = a5(23)+a7(23);

A_23 = [ A11(23) A12(23) A13(23) A14(23) ; A21(23) A22(23) A23(23) A24(23) ; A31(23) A32(23)
A33(23) A34(23) ; A41(23) A42(23) A43(23) A44(23)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X23 = A_23\B23;

Tg(23)= X23(1,1);
Tpv(23)=X23(2,1);
Tab(23)=X23(3,1);
Tmw(23)=X23(4,1);
```

Calcul T au t=24h

```
Tsky(24) = 0.0552*(Ta_K(24)).^ 1.5;
Tmoy(24) = (Tpv(23)+Tg(23))/2;

    % Coefficient transfert thermique
hrad_sky(24) = 4*c_boltz*epsilon_g.*((Tg(23) + Tsky(24))/2).^3;    % [W/m2.K]
hrad_g_pv(24) = 4*c_boltz*E*Tmoy(24).^3;
h1(24) = hc_g + hc_air + hrad_g_pv(24);
hpv_g(24) = (1/h1(24) + 1/hc_eva).^-1;
hrad_loss(24) = 4*c_boltz.*epsilon_ab.*((Tmw(23) + Tsol(24))/2).^3;
hc_n(24) = 5.67+3.86*v_wind(24);
hloss(24) = hc_n(24) + hrad_loss(24);
hab_f(24) = (eff_ab*hloss(24))/(1-eff_ab);

    % Matrice B :
```

```
b1(24) = G(24)*Aire*alpha_g + Ta_K(24).*Aire.*hc_n(24) + Tsky(24).*Aire.*hrad_sky(24);
b2(24) = G(24)*Aire*FF*tau_g*(alpha_pv-rend_elec-rend_elec*dPmpp*Tcell);
b3(24) = 0*G(24) ;
b4(24) = Tin(24).*(debit(24).*Cw.*rend_ech) + Ta_K(24).*hloss(24).*Aire;

B24 = [b1(24) ; b2(24) ; b3(24) ; b4(24)];

    % Matrice A :
a1(24) = Aire*hc_n(24);
a2(24) = Aire*hrad_sky(24);
a3(24) = Aire*hpv_g(24);
a4(24) = Aire*hab;
a5(24) = Aire*hab_f(24);
a6(24) = 0;
a7(24) = Aire*hloss(24);
a8(24) = debit(24)*Cw*rend_ech;

A11(24) = a1(24)+a2(24)+a3(24);
A12(24) = -a3(24);
A13(24) = 0;
A14(24) = 0;

A21(24) = -a3(24);
A22(24) = a3(24)+a4(24)-G(24)*Aire*FF*rend_elec*tau_g*dPmpp;
A23(24) = -a4(24);
A24(24) = 0;

A31(24) = 0;
A32(24) = a4(24);
A33(24) = a5(24)-a4(24);
A34(24) = -a5(24);

A41(24) = 0;
A42(24) = 0;
A43(24) = a8(24)-a5(24);
A44(24) = a5(24)+a7(24);

A_24 = [ A11(24) A12(24) A13(24) A14(24) ; A21(24) A22(24) A23(24) A24(24) ; A31(24) A32(24)
A33(24) A34(24) ; A41(24) A42(24) A43(24) A44(24)];

% Résolution de l'equations AX=B :
X24 = A_24\B24;

Tg(24)= X24(1,1);
Tpv(24)=X24(2,1);
Tab(24)=X24(3,1);
Tmw(24)=X24(4,1);
```

Puissance électrique

```
Tg_C = Tg - 273.15;
Tpv_C = Tpv - 273.15;
Tab_C = Tab - 273.15;
Tmw_C = Tmw - 273.15;
```

```
% Calcul Isc
Isc_reel = (Isc/G_stc).*G.*(1-dIsc_dT.*(Tpv-Tcell));  % Courant instantannée [A]

% Calcul Voc
Voc_reel = Voc-(Tpv-Tcell).*(Ncell*dU_dT);            % Tension instantannée [V]

% Calcul puissance instantannée
P_el = (Pnom_output.*(G./G_stc).*(1-(Tpv-Tcell).*dPmpp));  % [W]

P_el_spe = P_el./Aire;                                % [W/m2]

rend_ond = 0.95;

P_el_reel = P_el * rend_ond;

P_el_reel_excel = P_el_reel';
```

Puissance thermique

```
Tout_ab = 2*Tmw-Tin;
Tout_abC = Tout_ab - 273.15;
Tout_ab_excel = Tout_abC';

DT = Tout_ab-Tin;
DT (DT<0) = 0;

P_th = debit.*Cw.*(DT);

P_th_excel = P_th';

% Perte totale
U_avant = hrad_sky + hc_n;
U_arriere = hloss;

U_tot = U_avant + U_arriere;
```

Graphiques

```
temps = [1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24];
Ta_C = Ta;

% Evolution des températures
figure('Name','Evolution des températures','OuterPosition',[400 300 1000 600]);
ax = plotyy(temps,[Tg_C;Tpv_C;Tab_C;Tmw_C;Ta_C;TinC;Tout_ab],temps,G);
xlabel('Temps en [h]');

ylabel(ax(1),'Température [°C]');
ylabel(ax(2),'Irradiance [W/m2]');

set(ax(1),'ylim',[0 80]);
set(ax(1),'YTick',[0 5 10 15 20 25 30 35 40 45 50 55 60 65 70 75 80]);

set(ax(2),'ylim',[0 1200]);
set(ax(2),'YTick',[0 200 400 600 800 1000 1200]);
```

```
linkaxes(ax,'x');
set(gca,'xlim',[1 24]);
set(gca,'XTick',[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24]);

legend('Tg','Tpv','Tab','Tmw','Ta','Tin','Tout ab','Irradiance');
grid;

% Puissance électrique et thermique
figure('Name','Puissances électriques et thermiques','OuterPosition',[500 300 1000 600]);
ax = plotyy(temps,[P_el;P_th],temps,G);

xlabel('Temps en [h]');

ylabel(ax(1),'Puissance en [W]');
ylabel(ax(2),'Irradiance [W/m2]');

set(ax(1),'ylim',[0 1100]);
set(ax(2),'ylim',[0 1200]);

set(ax(1),'YTick',[0 100 200 300 400 500 600 700 800 900 1000]);
set(ax(2),'YTick',[0 200 400 600 800 1000 1200]);

linkaxes(ax,'x');
set(gca,'xlim',[1 24]);
set(gca,'XTick',[1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24]);

legend('Puissance électrique','Puissance thermique','irradiance totale sur le
PVT','Location','northoutside');
grid;
```

1.23. Code CitySim

```
float SolarHybrid::getThermalSurfacePowerDensity(float gt, float tout, float
windspeed, float Tsky, float Tin) {

    // Convection naturelle hc_n :
    float hc_n = 5.67+3.86*windspeed;                    // [W/m2.K]

    // define the ground temperature (back of the panel)
    float Tground = tout + 2.f;

    #ifdef DEBUG
        ofstream file("debug_PVT.out", ios::app);
        file << gt << "\t" << tout << "\t" << hc_n << "\t" << Tsky << "\t"
<< Tground << "\t" << Tin << "\t";
    #endif


    // Rayonnement entre ciel et la vitre solAc hrad_sky :
    float c_boltz = 5.67e-8;
    float hrad_sky = 4.f*c_boltz*epsilon_g*pow((Tg + (Tsky+273.15))/2.,3);

    // Verre solAc / cellules pv :
    // Conduction :
    float hc_g = lambda_g/x_g;
    float hc_air = lambda_air/x_air;
    float hc_eva = lambda_eva/x_eva;

    // Rayonnement entre verre solAc / cellule pv
    float E = 1./(1./x_pv + 1./x_g - 1.);
    float Tmoy = (Tpv + Tg)/2.;
    float hrad_g_pv = 4.*c_boltz*E*pow(Tmoy,3);                              //
[W/m2.K]

    // On a 3 résistances en parallèles :
    float h1 = hc_g + hc_air + hrad_g_pv;                        // [W/m2.K]

    // Puis 2 résistances en série :
    float hpv_g = 1./(1./h1 + 1./hc_eva);                                    //
[W/m2.K]

    // Cellules pv/absorbeur :
    // Conduction :
    float hc_bs = lambda_bs/x_bs;                                            //
[W/m2.K]
    float hc_ab = lambda_ab/x_ab;                                            //
[W/m2.K]
    float hc_pv = lambda_pv/x_pv;                                            //
[W/m2.K]

    float  hab = 1./(1./hc_eva + 1./hc_bs + 1./hc_ab + 1./hc_pv); // [W/m2.K]

    // Absorbeur/air ambiant
    // Pertes derriere l'échangeur radiation
    float       hrad_loss       =       4.*c_boltz*epsilon_ab*pow((Tmw       +
(Tground+273.15))/2.,3); // [W/m2.K]
```

```
    // Perte totale arrière
    float hloss = hc_n + hrad_loss; // [W/m2.K]

    // Absorbeur/fluide
    // hab_f :
    float hab_f = (eff_ab*hloss)/(1.-eff_ab);          // [W/m2.K]

    float Ac=1.58f;

    // initialise the B vector
    Vec_DP b(4);
    b[0] = gt*alpha_g + (tout+273.15)*hc_n + (Tsky+273.15f)*hrad_sky;
    b[1]                          =                          gt*FF*tau_g*(alpha_pv-
etampref+etampref*(muvoc/vmp)*(tref+273.15));
    b[2] = 0.;
    b[3]       =       ((Tin+273.15f)*(massFlowRate*Cp_w*eta_exch))/Ac       +
(tout+273.15)*hloss;

    // initialise the A matrix
    Mat_DP A(4,4);
    A[0][0] = hc_n +hrad_sky+hpv_g;
    A[0][1] = -hpv_g;
    A[0][2] = 0.;
    A[0][3] = 0.;

    A[1][0] = -hpv_g;
    A[1][1] = hpv_g + hab + gt*FF*etampref*tau_g*(muvoc/vmp);
    A[1][2] = -hab;
    A[1][3] = 0.;

    A[2][0] = 0.;
    A[2][1] = hab;
    A[2][2] = hab_f - hab;
    A[2][3] = -hab_f;

    A[3][0] = 0.;
    A[3][1] = 0.;
    A[3][2] = (massFlowRate*Cp_w*eta_exch)/Ac - hab_f;
    A[3][3] = hab_f + hloss;
    // output vectors
    Vec_INT indx(4);
    DP p;
    NR::ludcmp(A, indx, p);
    NR::lubksb(A, indx, b); // solution A * x = b put in b

    Tg = b[0];
    Tpv = b[1];
    Tab = b[2];
    Tmw = b[3];

    // Calcul puissance instantannée électrique
    //float P_el = Pmp*(gt/1000.)*(1-(Tpv-tref)*0.0044);  // [W] - 1000 W/m2
STC
    ///float rendement = etampref*(1+(muvoc/vmp)*(Tpv-(tref+273.15f)));   //
[W]


    // Calcul puissance instantannée thermique
    float Tout_ab = (2.*Tmw)-(Tin+273.15f);
```

```
    float DT = Tout_ab-(Tin+273.15f);
    if (DT<0.) DT=0.;

    #ifdef DEBUG
    file << hloss << "\t" << hab_f << "\t" << Tg << "\t" << Tpv << "\t" <<
Tab << "\t" << Tmw << "\t" << Tout_ab << "\t" << DT << "\t" <<
massFlowRate*Cp_w*(DT) << endl;
    file.close();
    #endif

    return massFlowRate*Cp_w*(DT)/Ac;

}
```

1.24. Calculs du volume de stockage eau chaude sanitaire

Modèle 1

Bâtiments	Type de bâtiments	Surface Brute [m2]	Nombre d'occupants	Consommation ECS [L]	Volume Tank [L]	Volume Tank [m3]
1	Bureau	271	14	135	154	0.154
2	Bureau	1690	84	845	961	0.961
3	Bureau	1672	84	836	951	0.951
4	Bureau	1047	52	524	596	0.596
5	Bureau	4573	229	2287	2602	2.602
6	Logement	2841	71	2131	2425	2.425
7	Logement	1511	38	1133	1290	1.290
8	Bureau	2550	127	1275	1451	1.451
9	Bureau	126	6	63	72	0.072
10	Logement	3304	83	2478	2820	2.820
11	Logement	2694	67	2020	2299	2.299
12	Logement	1719	43	1289	1467	1.467

Modèle 2

Bâtiments	Surface Brute [m2]	Surface Brute 40 % [m2]	Surface Brute 80 % [m2]
1	175	70	140
2	2612	1045	2090
3	1788	715	1430
4	1123	449	898
5	4200	1680	3360
6	2695	1078	2156
7	1703	681	1362
8	2549	1020	2039
9	122	49	97
10	5649	2260	4520
11	2794	1117	2235
12	1404	561	1123

1.25. Résultats modèle 1

Production PV [kWh]

Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh]
1	-787	-3451	-3411	-2301	-8496	-6355	-3375	-5543	-357	-7371	-5990	-3834	51270
2	-1047	-5571	-5356	-3498	-14106	-9651	-5117	-8565	-545	-11174	-9086	-5820	79536
3	-1723	-9946	-9724	-6203	-25778	-17092	-9060	-15256	-918	-19764	-16092	-10302	141858
4	-2252	-13061	-13049	-8114	-35037	-22367	-11901	-20036	-1198	-26016	-21179	-13523	187734
5	-2704	-15616	-15550	-9646	-42059	-26646	-14138	-23852	-1426	-30976	-25242	-16110	223964
6	-2886	-16851	-16744	-10410	-45263	-28687	-15223	-25694	-1487	-33334	-27145	-17338	241060
7	-2928	-17075	-16980	-10555	-45942	-29080	-15435	-26041	-1516	-33805	-27531	-17577	244464
8	-2496	-14466	-14427	-8945	-38939	-24703	-13120	-22118	-1328	-28726	-23396	-14937	207600
9	-1844	-10758	-10675	-6691	-28430	-18461	-9812	-16499	-990	-21445	-17449	-11147	154202
10	-1214	-6757	-6552	-4225	-17280	-11664	-6182	-10367	-643	-13496	-10984	-7029	96395
11	-782	-3718	-3590	-2397	-9009	-6603	-3505	-5801	-372	-7670	-6228	-3974	53649
12	-611	-2649	-2657	-1780	-6635	-4895	-2604	-4274	-276	-5683	-4626	-2956	39648
												Total	1721382

Production ST [Wh]

Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh]
1	1661914	5601810	6122086	4376289	14130823	13722140	7305781	11469840	704677	15729509	12558972	8077348	101461
2	2311323	9330249	10628021	7131925	25363883	25106166	13497043	20264964	1526586	27102904	21202310	13849630	177315
3	3307112	12521092	14326622	9455383	33937637	36731881	19751039	29437457	2962963	37117597	28147612	18754985	246451
4	3389069	14625349	16335135	10483049	39896773	36993352	19552525	30503969	2969206	38472557	30172008	19661258	263054
5	2984732	16942540	17966688	11550410	46254703	35581003	18901970	29741263	2547738	38364555	30614569	19883460	271334
6	3417742	24801771	25065075	15826098	65924817	44203572	23604700	38922455	2007425	50036249	40601736	26206792	360618
7	3509482	25518325	25319443	15882703	66505123	42683026	23027880	38552022	1926850	49087624	40193872	26094014	358300
8	2459911	15470875	15369048	9824170	39850955	27317154	14601721	23756621	1315011	30825608	25117960	16241555	222151
9	2506445	10204440	10586626	6829948	25563045	22586647	11806365	18122973	1503532	24020614	19027833	12292251	165051
10	2120029	7318657	8243238	5431560	18905333	20202080	10715579	16108051	1717237	20940129	16365090	10729377	138796
11	1593140	5386294	6323937	4298083	14628149	16818256	9013461	13063118	1069073	17472439	13488154	8845668	112000
12	1256578	4015053	4276571	3131197	9255553	9011732	4812302	7625485	457158	10441494	8504260	5447034	68234
												Total	2484766

Production Electrique PVT [kWh]

Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh]
1	-1548	-6774	-6694	-4518	-16659	-12475	-6628	-10882	-700	-14468	-11759	-7528	100634
2	-2075	-11030	-10600	-6925	-27904	-19110	-10131	-16959	-1077	-22125	-17991	-11524	157452
3	-3455	-19929	-19483	-12431	-51603	-34247	-18158	-30569	-1837	-39600	-32244	-20644	284199
4	-4548	-26404	-26380	-16406	-70762	-45200	-24059	-40498	-2417	-52569	-42800	-27335	379379
5	-5467	-31638	-31507	-19549	-85066	-54088	-28727	-48419	-2892	-62926	-51291	-32745	454316
6	-5842	-34090	-33782	-21103	-90974	-58340	-30787	-52023	-3006	-67382	-55179	-35366	487877
7	-5931	-34822	-34497	-21384	-92849	-58864	-31321	-52893	-3067	-68104	-55788	-35768	495287
8	-5026	-29109	-28940	-17995	-78356	-49361	-26353	-44348	-2669	-57942	-47353	-30128	417580
9	-3732	-21765	-21592	-13506	-57285	-37135	-19881	-33349	-2001	-43462	-35326	-22583	311618
10	-2449	-13612	-13194	-8512	-34751	-23486	-12454	-20882	-1294	-27172	-22118	-14159	194085
11	-1563	-7404	-7145	-4777	-17915	-13157	-6984	-11557	-740	-15283	-12410	-7918	106853
12	-1204	-5206	-5221	-3499	-13030	-9624	-5119	-8401	-543	-11173	-9095	-5811	77927
												Total	3467208

Production Thermique PVT [Wh]

Bâtiments / Mois	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh]
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	21394	88370	81437	54547	196675	147703	78616	134034	4533	171884	139873	89201	1208
4	46645	209598	207227	143611	420974	292874	167729	276175	25099	324792	276985	183869	2576
5	274228	896127	1033478	708982	2410997	2376640	1350306	1921355	264007	2553056	1974246	1309724	17073
6	189708	522921	742632	504383	1382331	1086993	782576	956641	183931	1319347	991775	656883	9320
7	154713	196408	213233	233057	285708	317813	205358	239740	134471	321330	275892	203804	2782
8	154033	273824	464211	312588	637142	1118034	577983	585643	131333	782454	498687	449005	5985
9	148787	393111	476798	398868	901776	1000216	555762	672037	91549	817068	685884	493963	6636
10	27484	46179	45203	38654	97177	64344	37240	62964	11396	64525	63828	46404	605
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
												Total	46185

Production PV [kWh/m2]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh/m2]
1	-7	-5	-5	-5	-5	-6	-6	-5	-7	-6	-6	-6	68
2	-10	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-11	-8	-8	-8	103
3	-16	-15	-15	-15	-14	-15	-15	-15	-18	-15	-15	-15	182
4	-21	-19	-20	-19	-19	-20	-20	-20	-24	-20	-20	-20	240
5	-25	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-23	-28	-23	-23	-23	286
6	-27	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-25	-29	-25	-25	-25	307
7	-27	-25	-25	-25	-25	-26	-26	-26	-30	-26	-26	-26	311
8	-23	-21	-22	-21	-21	-22	-22	-22	-26	-22	-22	-22	265
9	-17	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-20	-16	-16	-16	197
10	-11	-10	-10	-10	-9	-10	-10	-10	-13	-10	-10	-10	125
11	-7	-6	-5	-6	-5	-6	-6	-6	-7	-6	-6	-6	71
12	-6	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-5	-4	-4	-4	53
												Total	2208

Production Electrique PVT [kWh/m2]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh/m2]
1	-7	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-5	-7	-5	-5	-5	67
2	-10	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-8	-11	-8	-8	-8	102
3	-16	-15	-15	-15	-14	-15	-15	-15	-18	-15	-15	-15	182
4	-21	-20	-20	-20	-19	-20	-20	-20	-24	-20	-20	-20	242
5	-25	-23	-24	-23	-23	-24	-24	-24	-29	-24	-24	-24	290
6	-27	-25	-25	-25	-25	-26	-25	-26	-30	-25	-26	-26	311
7	-27	-26	-26	-26	-25	-26	-26	-26	-30	-26	-26	-26	316
8	-23	-22	-22	-21	-21	-22	-22	-22	-26	-22	-22	-22	267
9	-17	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-16	-20	-16	-16	-16	199
10	-11	-10	-10	-10	-9	-10	-10	-10	-13	-10	-10	-10	125
11	-7	-5	-5	-6	-5	-6	-6	-6	-7	-6	-6	-6	70
12	-6	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-5	-4	-4	-4	52
												Total	2224

Production ST [Wh/m2]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh/m2]
1	15342	8288	9154	10448	7725	12075	12085	11246	13960	11902	11656	11746	136
2	21337	13805	15891	17027	13865	22092	22327	19870	30241	20509	19679	20139	237
3	30530	18526	21421	22573	18552	32322	32673	28863	58696	28087	26125	27272	346
4	31286	21639	24425	25027	21809	32552	32344	29909	58819	29112	28004	28590	364
5	27554	25067	26864	27575	25285	31310	31268	29161	50470	29030	28414	28913	361
6	31551	36696	37478	37783	36037	38897	39048	38163	39767	37862	37684	38108	449
7	32398	37756	37858	37918	36355	37559	38093	37800	38171	37144	37305	37944	446
8	22709	22890	22980	23454	21784	24038	24155	23293	26050	23326	23313	23617	282
9	23138	15098	15829	16306	13974	19875	19530	17769	29785	18176	17660	17875	225
10	19571	10828	12325	12967	10334	17777	17726	15794	34018	15845	15189	15602	198
11	14707	7969	9456	10261	7996	14799	14910	12808	21178	13221	12519	12863	153
12	11600	5940	6394	7475	5059	7930	7961	7477	9056	7901	7893	7921	93
												Total	3288

Production Thermique PVT [Wh/m2]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh/m2]
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	99	65	61	65	54	65	65	66	45	65	65	65	1
4	215	155	155	171	115	129	139	135	249	123	129	134	2
5	1266	663	773	846	659	1046	1117	942	2615	966	916	952	13
6	876	387	555	602	378	478	647	469	1822	499	460	478	8
7	714	145	159	278	78	140	170	118	1332	122	128	148	4
8	711	203	347	373	174	492	478	287	1301	296	231	326	5
9	687	291	356	476	246	440	460	329	907	309	318	359	5
10	127	34	34	46	27	28	31	31	113	24	30	34	1
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0
												Total	38

1.26. Résultats modèle 2

Production PV [kWh]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh]
1	-443	-4931	-3788	-2459	-6936	-6013	-3777	-5624	0	-12583	-6225	-3019	55799
2	-621	-8169	-5901	-3766	-11835	-9117	-5740	-8581	0	-19102	-9444	-4707	86984
3	-1067	-14911	-10578	-6667	-21829	-16114	-10161	-15208	0	-33766	-16666	-8369	155336
4	-1417	-20061	-13986	-8746	-30603	-21176	-13367	-20020	0	-44452	-21916	-11001	206745
5	-1685	-24045	-16691	-10412	-37314	-25236	-15891	-23840	0	-52925	-26138	-13103	247280
6	-1801	-25969	-17985	-11228	-40274	-27158	-17057	-25656	0	-56910	-28105	-14084	266227
7	-1831	-26313	-18241	-11383	-40905	-27534	-17313	-26006	0	-57731	-28496	-14288	270042
8	-1562	-22251	-15466	-9653	-34312	-23390	-14747	-22111	0	-49082	-24236	-12150	228961
9	-1160	-16383	-11487	-7209	-24399	-17456	-11012	-16477	0	-36627	-18062	-9062	169334
10	-738	-9996	-7172	-4550	-14495	-11008	-6935	-10364	0	-23066	-11387	-5702	105413
11	-445	-5257	-3997	-2581	-7342	-6245	-3922	-5860	0	-13098	-6472	-3182	58400
12	-345	-3839	-2933	-1897	-5504	-4640	-2918	-4343	0	-9704	-4802	-2326	43252
												Total	1893771

Production ST [Wh]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh]
1	872901	7939484	7217329	4891782	10091409	13023792	8135797	12071578	0	26877650	13369295	6301554	110793
2	1359051	13602236	12370400	8242244	21746112	25428579	16007050	22451385	0	46749122	24345619	12048299	204350
3	1867303	18557195	17094435	11244738	30408467	40133750	25068969	34616038	0	64887186	34669352	17228276	295776
4	1841711	22396146	19228714	12394873	34591532	39279333	24615906	35096870	0	67426651	35099996	17217095	309189
5	1786226	26012002	20325393	13071779	40295799	36928613	23314104	33211408	0	67683453	34884020	17159280	314672
6	2366011	38021086	27079048	17197798	57615417	43330185	27314815	40015548	0	86442493	43309535	21701350	404393
7	2489902	38914541	27190023	17085302	57855136	40902099	25849370	38607022	0	83335984	41649141	21308874	395187
8	1587397	23481982	16756709	10773546	33020209	26819494	17097991	24965318	0	53214758	27058315	13547937	248324
9	1333367	15215743	12123217	7736288	20299661	23336841	14556024	20491001	0	42617719	21893872	10782202	190386
10	1114298	10872309	9847196	6368422	16993390	21922295	13580805	19268399	0	36771692	19392298	9573561	165705
11	853883	7758389	7489547	5081289	12534911	17451292	10948865	15042258	0	30332106	16036990	7850843	131380
12	669288	5502141	5020024	3393849	6377621	8536136	5349539	7934123	0	17761379	8822436	4103923	73470
												Total	2843625

Production Electrique PVT [kWh]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh]
1	-870.75	-9674.05	-7435.35	-4828.55	-13593.7	-11804.7	-7417.08	-11044	0	-24690.1	-12220.5	-5927.8	109507
2	-1230.8	-16167.4	-11681.7	-7456.6	-23394.9	-18052.2	-11365.6	-16990.7	0	-37820.5	-18699.6	-9319.67	172180
3	-2139.9	-29872.5	-21195.6	-13362.5	-43655.3	-32287.2	-20361.9	-30473.6	0	-67643	-33393.5	-16770.8	311156
4	-2862.8	-40544.9	-28273.7	-17683.8	-61754.9	-42794.3	-27018.9	-40466.4	0	-89785.9	-44290	-22237.5	417713
5	-3408.5	-48682.9	-33824.3	-21100.4	-75522.5	-51335.9	-32294.7	-48350.2	0	-107446	-53070.9	-26610	501646
6	-3661.8	-52659.5	-36521.2	-22760.7	-81159	-54883.7	-34631	-51954.5	0	-113819	-56899.8	-28666.7	537616
7	-3732.7	-53282.7	-36683.1	-23100.3	-82486.8	-55834.8	-35285.6	-52720	0	-116753	-57992.5	-29141.3	547013
8	-3153.6	-44673.4	-31075.8	-19456	-69112.7	-47029.7	-29763.2	-44397.6	0	-98787.8	-48527	-24597.6	460574
9	-2345.4	-33065.6	-23225.8	-14594.5	-49297.8	-35231.1	-22323.4	-33386	0	-73809	-36496	-18291.8	342066
10	-1487.6	-20124.4	-14446.8	-9166.62	-29123	-22164.7	-13969.8	-20875.5	0	-46426.8	-22927.6	-11485	212198
11	-889.21	-10461.2	-7960.26	-5142.36	-14583.8	-12443	-7814.35	-11675.3	0	-26093.6	-12894.5	-6338.31	116296
12	-679.22	-7541.27	-5765.44	-3729.6	-10803.9	-9121.84	-5736.68	-8538.55	0	-19077.8	-9440.63	-4571.1	85006
												Total	3812971

Production Thermique PVT [Wh]													
Bâtiments / Mois	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh]
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	11048	134816	92519	58413	136947	137407	87598	130760	0	290626	143266	72193	1296
4	25476	270723	217950	149971	386907	273483	194386	271418	0	486819	287639	158938	2724
5	164859	1244687	1218415	892796	2321656	3028681	2115935	2716027	0	4647255	2795346	1472872	22619
6	130144	707887	681893	528676	1389922	1714994	1183021	1247886	0	2381634	1344825	742176	12053
7	105728	223447	322987	223790	315520	506676	319507	294645	0	420263	315739	171245	3220
8	111137	480701	474289	325770	639022	1281758	889180	1048355	0	2032463	1283706	516043	9082
9	76680	498680	536297	369350	868800	1158235	735212	922260	0	1827127	977834	575404	8546
10	14887	54500	47123	39125	68167	64084	44268	61150	0	71747	64368	34249	564
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
												Total	60102

Production PV [kWh/m2]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh/m2]
1	-6	-5	-5	-5	-4	-6	-6	-6	0	-6	-6	-5	59
2	-9	-8	-8	-8	-7	-8	-8	-8	0	-8	-8	-8	91
3	-15	-14	-15	-15	-13	-15	-15	-15	0	-15	-15	-15	162
4	-20	-19	-20	-19	-18	-20	-20	-20	0	-20	-20	-20	215
5	-24	-23	-23	-23	-22	-23	-23	-23	0	-23	-23	-23	256
6	-26	-25	-25	-25	-24	-25	-25	-25	0	-25	-25	-25	276
7	-26	-25	-26	-25	-24	-26	-25	-26	0	-26	-26	-25	280
8	-22	-21	-22	-21	-20	-22	-22	-22	0	-22	-22	-22	237
9	-17	-16	-16	-16	-15	-16	-16	-16	0	-16	-16	-16	176
10	-11	-10	-10	-10	-9	-10	-10	-10	0	-10	-10	-10	110
11	-6	-5	-6	-6	-4	-6	-6	-6	0	-6	-6	-6	62
12	-5	-4	-4	-4	-3	-4	-4	-4	0	-4	-4	-4	46
												Total	1968

Production Electrique PVT [kWh/m2]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh/m2]
1	-6	-5	-5	-5	-4	-5	-5	-5	0	-5	-5	-5	58
2	-9	-8	-8	-8	-7	-8	-8	-8	0	-8	-8	-8	90
3	-15	-14	-15	-15	-13	-15	-15	-15	0	-15	-15	-15	162
4	-21	-19	-20	-20	-18	-20	-20	-20	0	-20	-20	-20	217
5	-24	-23	-24	-23	-22	-24	-24	-24	0	-24	-24	-24	260
6	-26	-25	-26	-25	-24	-25	-25	-25	0	-25	-25	-26	279
7	-27	-25	-26	-26	-25	-26	-26	-26	0	-26	-26	-26	284
8	-23	-21	-22	-22	-21	-22	-22	-22	0	-22	-22	-22	239
9	-17	-16	-16	-16	-15	-16	-16	-16	0	-16	-16	-16	178
10	-11	-10	-10	-10	-9	-10	-10	-10	0	-10	-10	-10	111
11	-6	-5	-6	-6	-4	-6	-6	-6	0	-6	-6	-6	61
12	-5	-4	-4	-4	-3	-4	-4	-4	0	-4	-4	-4	45
												Total	1983

Production ST [Wh/m2]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh/m2]
1	12503	7599	10094	10892	6006	12081	11944	11840	0	11894	11965	11223	118
2	19466	13019	17300	18351	12943	23587	23501	22020	0	20687	21788	21458	214
3	26746	17761	23907	25036	18098	37228	36805	33951	0	28714	31027	30684	310
4	26379	21436	26892	27597	20588	36435	36139	34422	0	29838	31412	30664	322
5	25585	24897	28426	29104	23983	34255	34228	32573	0	29951	31219	30561	325
6	33889	36391	37871	38291	34291	40193	40102	39246	0	38253	38759	38650	416
7	35664	37246	38026	38040	34434	37940	37950	37865	0	36878	37273	37951	409
8	22737	22475	23435	23987	19653	24877	25102	24486	0	23549	24215	24129	259
9	19098	14563	16955	17225	12082	21647	21370	20097	0	18859	19593	19203	201
10	15960	10406	13772	14179	10114	20335	19938	18898	0	16272	17355	17051	174
11	12230	7426	10474	11313	7460	16188	16074	14753	0	13423	14352	13982	138
12	9586	5266	7021	7556	3796	7918	7854	7782	0	7860	7895	7309	80
												Total	2965

Production Thermique PVT [Wh/m2]													
Mois / Bâtiments	b1	b2	b3	b4	b5	b6	b7	b8	b9	b10	b11	b12	Total [kWh/m2]
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	79	65	65	65	41	64	64	64	0	64	64	64	1
4	182	130	152	167	115	127	143	133	0	108	129	142	2
5	1181	596	852	994	691	1405	1553	1332	0	1028	1251	1312	12
6	932	339	477	589	414	795	868	612	0	527	602	661	7
7	757	107	226	249	94	235	235	144	0	93	141	152	2
8	796	230	332	363	190	594	653	514	0	450	574	460	5
9	549	239	375	411	259	537	540	452	0	404	438	512	5
10	107	26	33	44	20	30	32	30	0	16	29	30	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0	0
												Total	34