



Rapport final – 03.03.2022

---

## SolCAD – 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](mailto:energieforschung@bfe.admin.ch)

**Mandataires :**

Centre de recherche Crem  
Rue Marconi 19  
CH-1920 Martigny  
[www.crem.ch](http://www.crem.ch)

HEIG-VD IGT  
Av. des sports 20  
CH-1400 Yverdon-les-Bains  
[www.heig-vd.ch/](http://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](mailto:diane.vongunten@crem.ch)  
Jakob Rager, Crem, [jakob.rager@crem.ch](mailto:jakob.rager@crem.ch)  
Loïc Puthod, Crem, [loic.puthod@crem.ch](mailto:loic.puthod@crem.ch)  
Thomas Dériaz, Crem, [thomas.deriaz@crem.ch](mailto:thomas.deriaz@crem.ch)  
Laure Deschaintre, Planair, [Laure.Deschaintre@planair.ch](mailto:Laure.Deschaintre@planair.ch)  
Jean-Loup Robineau, Planair, [Jean-Loup.Robineau@planair.ch](mailto:Jean-Loup.Robineau@planair.ch)  
Tuong-Van Nguyen, Planair, [tuong-van.nguyen@planair.ch](mailto:tuong-van.nguyen@planair.ch)  
Jérôme Kämpf, kaemco, [jerome.kaempf@kaemco.ch](mailto:jerome.kaempf@kaemco.ch)  
Xavier Jobard, HEIG-VD, [xavier.jobard@heig-vd.ch](mailto:xavier.jobard@heig-vd.ch)  
Alexis Duret, HEIG-VD, [alexis.duret@heig-vd.ch](mailto:alexis.duret@heig-vd.ch)  
Martin Guillaume, HEIG-VD, [martin.guillaume@heig-vd.ch](mailto:martin.guillaume@heig-vd.ch)  
Olivier Masset, HEIG-VD, [olivier.masset@heig-vd.ch](mailto:olivier.masset@heig-vd.ch)

**Responsable de domaine OFEN :** Andreas Eckmanns, [andreas.eckmanns@bfe.admin.ch](mailto:andreas.eckmanns@bfe.admin.ch)

**Chef de programme de l'OFEN :** Stephan Mathez, [stephan.a.mathez@solarcampus.ch](mailto: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.**



## Résumé

Le projet SolCAD a comme but d'analyser les opportunités et les limitations du développement du solaire thermique dans les réseaux de chaleur à distance en Suisse. Ce rapport présente les résultats principaux de ce projet, c'est-à-dire :

- Un état des lieux du solaire thermique dans les CAD en Suisse.
- Une évaluation du potentiel du solaire thermique intégrée au CAD pour la Suisse basée sur une identification des critères technico-économiques, incluant un arbre décisionnel.
- Une analyse plus détaillée des impacts de l'introduction du solaire thermique sur quatre cas d'études sélectionnés, incluant une étude des opportunités économiques.
- Une évaluation des impacts socio-économiques de l'intégration du solaire thermique dans les CAD incluant plusieurs business models adaptés au cas du solaire thermique dans les CAD.
- Un compte-rendu sur la position des gestionnaires de CAD au propos de l'introduction du solaire thermique basée sur un sondage ainsi qu'un court retour sur les activités de dissémination et de partage d'expérience.
- Une conclusion sous forme d'une liste de recommandation pour l'optimisation de l'utilisation du solaire thermique dans les CAD en Suisse.

## Zusammenfassung

Ziel des SolCAD-Projekts ist es, die Möglichkeiten und Einschränkungen der Entwicklung von Solarthermie in Fernwärmenetzen in der Schweiz zu analysieren. Dieser Bericht stellt die wichtigsten Ergebnisse dieses Projekts vor:

- Eine Bestandsaufnahme der Solarthermie in Fernwärmenetzen in der Schweiz.
- Eine Bewertung des Fernwärmepotenzials unter Einbeziehung von Solarthermie für die Schweiz auf der Grundlage einer Identifizierung technisch-ökonomischer Kriterien, einschließlich eines Entscheidungsbaums.
- Eine detailliertere Analyse der Auswirkungen der Einführung von Solarthermie in vier ausgewählten Fallstudien mit einer Untersuchung der wirtschaftlichen Machbarkeiten.
- Eine Bewertung der sozioökonomischen Auswirkungen der Integration von Solarthermie in Fernwärmenetze, einschließlich mehrerer Geschäftsmodelle, die an den Fall der Solarthermie in Fernwärmenetzen angepasst sind.
- Ein Bericht über die Position der Fernwärme-Manager zur Einführung von Solarthermie, basierend auf einer Umfrage, sowie ein kurzer Rückblick auf die Verbreitungsaktivitäten und den Erfahrungsaustausch.
- Eine Schlussfolgerung in Form einer Liste von Empfehlungen für die Optimierung der Nutzung von Solarthermie in Fernwärmenetzen in der Schweiz.



## Summary

The aim of the SolCAD project is to analyse the opportunities and limitations for the integration of solar thermal energy in district heating networks (DHNs) in Switzerland. This report presents the main results of this project, namely:

- A short introduction on the current status of solar thermal installations in district heating systems in Switzerland.
- A preliminary assessment of the potential of solar thermal in Swiss DHNs, by identifying relevant techno-economic criteria and developing a decision tree.
- A detailed analysis of the implementation of solar thermal in DHNs, considering feasibility and economical aspects for four case studies.
- An assessment of the socio-economic impacts of solar thermal in DHNs and the possible business models that could be developed.
- A report on the position of DHN managers regarding the introduction of solar thermal, based on a global survey and short feedback on the dissemination and experience sharing activities.
- A conclusion in the form of a list of recommendations for promoting the use of solar thermal in DHNs in Switzerland.



# Sommaire

<b>Résumé</b> .....	<b>3</b>
<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>3</b>
<b>Summary</b> .....	<b>4</b>
<b>Sommaire</b> .....	<b>5</b>
<b>Liste des abréviations</b> .....	<b>10</b>
<b>1 Management Summary</b> .....	<b>11</b>
<b>2 Introduction</b> .....	<b>14</b>
<b>3 Etat des lieux du solaire thermique dans les CAD</b> .....	<b>16</b>
3.1. Développement des CAD solaires .....	16
3.1.1 Europe .....	16
3.1.2 Suisse .....	16
3.2. Typologies d'intégration du solaire thermique dans les CAD.....	18
<b>4 Approche 1 : Critères d'intégration du solaire thermique</b> .....	<b>21</b>
4.1. Caractéristiques du CAD et des preneurs de chaleur .....	21
4.1.1 Densité de demande linéaire et perte de distribution .....	21
4.1.2 Demande de chaleur mensuelle .....	22
4.1.3 Température de distribution (aller et retour).....	24
4.1.4 Stockages présents.....	25
4.2. Technologies de chaufferie actuelle .....	25
4.2.1 Type de producteur de chaleur.....	25
4.2.2 Efficacité de production de chaleur en saison estivale.....	27
4.3. Coût de production de chaleur et structure de coût .....	27
4.4. Potentiel solaire du site .....	29
4.4.1 Ressource solaire.....	29
4.4.2 Surface disponible.....	30
4.4.3 Distance de chaufferie maximale.....	30
<b>5 Approche 1 : Archetypes SolCAD</b> .....	<b>32</b>
5.1. Archétypes « SolCAD » actuels .....	32
5.2. Archétypes « SOLCAD » futurs.....	33
<b>6 Approche 1 : Evaluation statistique du potentiel au niveau national</b> .....	<b>35</b>
6.1. Méthodologie .....	35
6.2. Comparaison entre les bases de données de CAD fédérales et cantonales.....	37
6.3. Evaluation du potentiel du solaire thermique dans les CAD présents .....	38
6.4. Analyse économique des CAD sélectionnés.....	42
6.4.1 Minimiser le nombre de toits.....	43
6.4.2 Maximiser le rendement des installations .....	48



6.5.	Arbre décisionnel .....	50
6.6.	Estimation du potentiel du solaire thermique dans les CAD futurs .....	51
<b>7</b>	<b>Approche 2 : Cas d'étude .....</b>	<b>52</b>
7.1.	Méthodologie - Outils de modélisation horaire .....	52
7.1.1	<i>Vision d'ensemble .....</i>	<i>52</i>
7.1.2	<i>Modèle de la radiation solaire.....</i>	<i>52</i>
7.1.3	<i>Modèle de CAD.....</i>	<i>53</i>
7.1.3.1.	<i>Modèle Pandapipes.....</i>	<i>54</i>
7.1.3.2.	<i>Modèle Citysim.....</i>	<i>55</i>
7.1.4	<i>Modèle de stockage .....</i>	<i>57</i>
7.1.5	<i>Modèle d'échangeur.....</i>	<i>58</i>
7.1.6	<i>Modèle de panneaux solaires thermiques.....</i>	<i>58</i>
7.2.	Méthodologie – Analyse économique .....	58
7.2.1	<i>Méthode de calcul .....</i>	<i>58</i>
7.2.2	<i>Hypothèses .....</i>	<i>59</i>
7.2.2.1.	<i>Paramètres financiers.....</i>	<i>59</i>
7.2.2.2.	<i>Coûts d'investissement.....</i>	<i>59</i>
7.2.2.3.	<i>Coûts d'opération et maintenance .....</i>	<i>60</i>
7.2.2.4.	<i>Subventions .....</i>	<i>60</i>
7.2.2.5.	<i>Quantité de chaleur produite .....</i>	<i>60</i>
7.2.3	<i>Processus de calcul .....</i>	<i>61</i>
7.2.3.1.	<i>Paramètres d'entrée.....</i>	<i>61</i>
7.2.3.2.	<i>Calcul du LCOH.....</i>	<i>61</i>
7.3.	Méthodologie - Analyse environnementale .....	61
7.4.	Cas d'étude – Marais-Rouge.....	64
7.4.1	<i>Courte description du cas d'étude .....</i>	<i>64</i>
7.4.2	<i>Radiation et toits disponibles.....</i>	<i>64</i>
7.4.3	<i>Etude de faisabilité.....</i>	<i>65</i>
7.4.4	<i>Validation du modèle de CAD.....</i>	<i>68</i>
7.4.5	<i>Scénarios choisis pour le stockage et les panneaux solaires.....</i>	<i>69</i>
7.4.6	<i>Résultats de la modélisation horaire.....</i>	<i>70</i>
7.4.7	<i>Analyse économique.....</i>	<i>72</i>
7.4.7.1.	<i>Résultats.....</i>	<i>73</i>
7.4.7.2.	<i>Analyses de sensibilité sur les tailles de stockage et surfaces de capteurs.....</i>	<i>74</i>
7.4.7.3.	<i>Analyses de sensibilité sur les subventions et compensations.....</i>	<i>76</i>
7.4.8	<i>Analyse environnementale .....</i>	<i>77</i>
7.4.8.1.	<i>Situation étudiée.....</i>	<i>77</i>
7.4.8.2.	<i>Coûts d'abattement du CO<sub>2</sub>.....</i>	<i>78</i>
7.5.	Cas d'étude – Verbier .....	78
7.5.1	<i>Courte description du cas d'étude .....</i>	<i>78</i>



7.5.2	Radiation et toits disponibles .....	78
7.5.3	Etude de faisabilité .....	79
7.5.3.1.	Hélio-compatibilité du CAD.....	79
7.5.3.2.	Surface disponible .....	80
7.5.4	Validation du modèle de CAD.....	81
7.5.5	Scénario pour le stockage et les panneaux solaires .....	82
7.5.6	Résultats de la modélisation horaire .....	83
7.5.7	Analyse économique .....	84
7.5.7.1.	Résultats .....	85
7.5.7.2.	Analyses de sensibilité .....	86
7.6.	Cas d'étude – Yverdon .....	87
7.6.1	Courte description du cas d'étude .....	87
7.6.2	Modélisation des bâtiments existants et futurs.....	87
7.6.3	Potentiel solaire thermique et toits disponibles .....	88
7.6.4	Scénario choisi pour le CAD et le stockage .....	88
7.6.5	Résultats de la modélisation horaire .....	89
7.7.	Cas d'étude – Vevey .....	91
7.7.1	Présentation du CAD.....	91
7.7.2	Hélio-compatibilité du CAD.....	92
7.7.3	Identification des toitures et de leur potentiel.....	93
7.7.4	Analyse du potentiel des toitures considérées .....	94
7.7.5	Analyse économique globale.....	96
7.7.5.1.	Résultats .....	97
7.7.5.2.	Analyses de sensibilité .....	98
7.8.	Conclusion des cas d'études .....	98
7.8.1	Analyse simulations horaires .....	98
7.8.1.1.	Marais-Rouge (les Ponts-de-Martel).....	98
7.8.1.2.	Verbier .....	99
7.8.1.3.	Conclusion sur la modélisation horaire des différents cas d'étude .....	99
7.8.2	Analyse économique et environnementale .....	100
7.8.3	Remarques générales .....	101
<b>8</b>	<b>Approche 3 : Analyse des conditions – cadres et des conditions économiques .....</b>	<b>102</b>
8.1.	Intérêts de l'énergie solaire thermique .....	102
8.2.	Intérêts de l'intégration du solaire thermique dans les CAD .....	102
8.2.1	Avantages techniques: .....	102
8.2.2	Avantages économiques: .....	103
8.2.3	Avantages sociaux : .....	103
8.3.	Barrières au développement du marché .....	103
8.3.1	Considérations techniques .....	103
8.3.2	Investissements et freins financiers .....	104



8.3.2.1.	Coût des installations et effets d'échelle : .....	104
8.3.2.2.	Coût de la chaleur .....	105
8.3.3	Aménagement du territoire .....	105
8.4.	Leviers au développement du marché .....	105
8.5.	Business model adapté au solaire thermique .....	107
8.5.1	Exploitation de CAD à base d'énergies renouvelables non solaires.....	108
8.5.2	Exploitation de la centrale solaire .....	108
8.5.2.1.	Garanties de performance .....	111
8.5.3	Financement .....	111
8.5.3.1.	Emprunt bancaire.....	112
8.6.	Subventions .....	112
8.6.1	Le cas suisse .....	112
8.6.2	A l'étranger.....	113
8.6.2.1.	Cas de l'Allemagne .....	113
8.6.2.2.	Cas de l'Autriche : .....	113
8.6.2.3.	Cas de la France : .....	114
8.6.3	Retours d'expérience et recommandations.....	115
<b>9</b>	<b>Approche 4 : Partage d'expérience .....</b>	<b>116</b>
9.1.	Groupe d'accompagnement .....	116
9.2.	Sondage auprès des gestionnaires de CAD .....	117
9.2.1	Méthodologie.....	117
9.2.2	Intérêt de la branche pour la solaire thermique.....	117
9.2.3	Obstacles et opportunités identifiés pour l'introduction du solaire thermique dans les CAD .....	118
9.2.4	Obstacles à la réalisation et besoins.....	120
9.3.	Communication interne et dissémination .....	121
<b>10</b>	<b>Conclusions .....</b>	<b>121</b>
<b>11</b>	<b>Recommandations aux décideurs politiques .....</b>	<b>123</b>
<b>12</b>	<b>Références .....</b>	<b>124</b>
<b>13</b>	<b>Annexes .....</b>	<b>127</b>
Annexe 1 :	Alexis Duret, Xavier Jobard, Martin Guillaume, Revue de littérature et définitions des archétypes SOLCAD, L2.1, 2020 .....	127
Annexe 2 :	Valentin Sandoz, Comparaison entre différentes bases de données de chauffage à distance, rapport de stage, 2020 .....	127
Annexe 3 :	Antoine Roch, Estimation préliminaire du potentiel de faisabilité du solaire thermique dans les CAD en Suisse, rapport de stage, 2020 .....	127
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 .....	127
Annexe 5 :	Pierre Cognet, district energy network simulation for the evaluation of solar thermal potential, master thesis EPFL, 2020 .....	127
Annexe 6 :	Fiche d'identité du CAD-Gilamont (Vevey) .....	127



Annexe 7 : Fiche d'identité du CAD Marais-Rouge.....	127
Annexe 8 : Alexis Duret, Xavier Jobard, Martin Guillaume, Tuong-Van Nguyen et Jean-loup Robineau – Cas d'étude CAD-Gilamont à Vevey, 2021 .....	127
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 .....	127
Annexe 10 : Alexis Duret, Martin Guillaume et Xavier Jobard, Pré-dimensionner le système solaire sur la base de la consommation d'énergie .....	127
Annexe 11 : Alexis Duret et Xavier Jobard, Simulation dynamique de la chaufferie des Marais-Rouge avec une installation solaire thermique, 2021 .....	127
Annexe 12 : Laurent Brisbois, Evaluation du potentiel du solaire thermique dans les chauffages à distance suisses, Travail de Fin d'étude, 2021. ....	127
Annexe 13 : Arbre Décisionnel.....	127
Annexe 14 : Benoit Vansillette, installation, mesures et simulations d'une installation solaire hybride (PVT) de petite taille, master thesis Hes-so, 2018 .....	127



## Liste des abréviations

OFEN	Office fédéral de l'énergie
CAD	Réseau de chaleur à distance
OST	Ostschweizer Fachhochschule
ECS	Eau chaude sanitaire
R/R	Type d'injection solaire thermique (Conduite retour vers conduite retour)
A/R	Type d'injection solaire thermique (Conduite aller vers conduite retour)
PAC	Pompes à chaleur
ASCAD	Association suisse du chauffage à distance
UIOM	Usine d'incinération des ordures ménagères



# 1 Management Summary

Le projet SolCAD a montré que :

- Le solaire thermique est une technologie peu intégrée dans le CAD, en Suisse, ce fait est principalement au manque des connaissances spécifiques à l'interface entre les métiers d'installateur solaire thermique et des constructeurs/opérateurs du CAD.
- Le solaire thermique est dans la même gamme de prix que d'autres ressources, mais n'émet pas d'émission pendant l'opération.
- Il n'y a que très peu de sites pilotes auxquels se référer.
- Le solaire a besoin de plus de soutien au niveau de la formation, et du transfert d'informations ainsi que des cas pilote sur différents types de CAD afin de se démocratiser.
- L'abaissement des températures du CAD augmente le potentiel d'énergie solaire utilisable et diminue les pertes du réseau thermiques.

Nos recommandations détaillées se trouvent dans le chapitre 11.

Plus de détail sur l'approche :

## *Chapitre 3 : Contexte et résumé de la situation actuelle*

En préambule de notre analyse, un résumé des technologies permettant une intégration du solaire thermique dans les CAD est présentée dans le chapitre 3 de ce rapport.

## *Chapitre 4 à 6 : Évaluation du potentiel du solaire thermique dans les CAD*

En parallèle de cet état de l'art, une liste de critères technico-économiques permettant d'envisager une intégration du solaire thermique dans les CAD a été préparée et a permis de créer une liste d'archétype de CAD solaire. Basés sur ces critères et cette typologie, nous avons effectué une évaluation du potentiel du solaire thermique dans les CAD en Suisse dans la situation actuelle et future (horizon 2050).

## *Chapitre 7 : Études de cas et modélisation*

Une analyse détaillée de quatre cas d'étude a été effectuée pour mieux comprendre les impacts possibles de l'introduction du solaire thermique dans les CAD. Ces études de cas prennent en compte une modélisation horaire détaillée, une analyse des impacts environnementaux ainsi qu'une analyse économique des installations proposées.

## *Chapitre 8 : Analyse des conditions-cadres et des facteurs socio-économiques*

Pour compléter notre compréhension des possibilités d'intégration du solaire thermique dans les CAD en Suisse, nous avons ensuite analysé les enjeux et les conditions-cadres du développement du marché des solutions solaires thermiques en tant que sources de chaleur pour les réseaux de CAD. Notre étude présente les avantages et faiblesses de cette solution, les obstacles à son développement et les possibles leviers pour les surmonter.

Différents modèles d'affaires (e.g. contracting) sont présentés et imaginés, et les possibilités de financement pour améliorer la rentabilité de cette forme d'énergie sont abordés. Comme mentionné et abordé avec les études de cas, un système de subventions clair et ciblé, possiblement combiné avec des certificats CO<sub>2</sub>, est nécessaire pour promouvoir le solaire thermique et le rendre plus compétitif contre les combustibles fossiles et le bois-énergie.



### *Chapitre 9 : Partage d'expérience et dissémination*

Enfin, plusieurs événements d'échange d'expérience pour enrichir notre démarche ont été organisés, notamment deux réunions du groupe d'accompagnement composé d'industriels de la branche du solaire et du chauffage (Chapitre 9.1). Un sondage des professionnels de la chaleur à distance a aussi été organisé et les résultats sont résumés ici.

Pour permettre un suivi simplifié de l'état du projet, la correspondance entre les tâches effectuées selon la dépose du projet et des chapitres de ce rapport est présentée dans le tableau sur la page suivante.



Task ID	Tâche/milestone selon dépose de projet	Chapitre dans ce rapport
1.1	Gestion financière et administrative	Chapitres 1, 9.3
1.2	Organisation et participation au kick-off et aux réunions de suivi	Chapitres 9.3
1.3	Rédaction des rapports annuels d'activité et du rapport final	Tous les chapitres
2.1	Etat de l'art de l'intégration du solaire thermique et du stockage de chaleur	Chapitre 3
2.2	Définition des archétypes	Chapitre 5
3.1	Sélection et classification des CAD existants	Chapitre 6
3.2	Evaluation du potentiel technique et économique	Chapitre 4,8, 10
3.3	Définition d'un arbre décisionnel	Chapitre 6.5
3.4	Evaluation du potentiel futur des CAD solaires en Suisse et cartographie	Chapitre 6.6
4.1	Caractérisation de l'irradiation solaire des bâtiments et des zones avoisinantes	Chapitre 7.1.2, 7.4.2,7.5.2, 7.6.3
4.2	Implantation et intégrations des centrales solaires et du stockage de chaleur	Chapitre 7.4.5,7.5.5
4.3	Réseau et production de chaleur	Chapitre 7.1.3, 7.5.4.
4.4	Validation et optimisation du potentiel solaire des archétypes SolCAD	Chapitre 7.4.6,7.5.6,7.6.5.
5.1	Analyse des barrières et leviers	Chapitre 8.2, 8.3
5.2	Etude des opportunités économiques et environnementales	Chapitre 8.4
5.3	Proposition de business models adaptés	Chapitre 8.5
6.1	Animation du groupe d'accompagnement	Chapitre 9.1
6.2	Retour d'expérience des professionnels du solaire thermique	Chapitre 9.2
6.3	Dissémination des résultats du projet	Chapitre 9.3



## 2 Introduction

Augmenter la part d'énergies renouvelables dans l'approvisionnement énergétique des bâtiments est indispensable pour réaliser les objectifs de la stratégie énergétique 2050. L'intégration efficace du solaire thermique, idéalement couplé avec du stockage, fait partie des technologies innovantes à développer pour la production de chaleur des bâtiments. Toutefois, la surface de panneaux solaires thermiques nouvellement installée par année a diminué de plus de 40% en Suisse entre 2010 et 2017 [1]. L'un des facteurs limitants du solaire thermique individuel est son dimensionnement lié à un taux de couverture maximal des besoins du bâtiment.

Pour améliorer l'attrait du solaire thermique, il paraît nécessaire de modifier notre approche envers cette technologie et d'explorer de nouvelles opportunités encore peu connues. Dans ce cadre, un axe particulièrement intéressant est l'inclusion du solaire thermique dans l'approvisionnement des CAD. En effet, le pourcentage de bâtiments chauffés à l'aide d'un CAD augmente fortement en Suisse (+85% entre 2000 et 2015) et 30% de la chaleur produite par les CAD provient toujours d'énergies fossiles [2]. De plus, certaines sources d'énergies renouvelables utilisées dans les CAD, telles que la biomasse, dont plus de la moitié des ressources disponibles sont déjà utilisées en Suisse [3] ont un potentiel limité. Le solaire thermique (couplé à un stockage de chaleur) pourrait donc participer à l'augmentation de la part d'énergies renouvelables des CAD et ainsi participer à la fourniture de chaleur « verte » pour la Suisse.

Cette idée, loin d'être une construction théorique, est une réalité dans plusieurs pays européens. Fin 2017, 296 installations de solaire thermique de grandes tailles (> 500 m<sup>2</sup>) étaient en opération en Europe [4] et l'intégration du solaire thermique dans les CAD est largement utilisée dans les pays scandinaves, notamment au Danemark. Grâce aux économies d'échelle dans la fabrication et l'installation des panneaux solaires thermiques et du stockage de chaleur, ainsi que des coûts d'exploitation et de maintenance faibles, le coût de revient actualisé en Europe de la chaleur solaire se trouve entre 41€/MWh avec un stockage journalier et 55 €/MWh avec un stockage saisonnier tel que rapporté dans la tâche SHC AIE 52 [5].

Les conditions-cadres, notamment au niveau politique ou au niveau de l'occupation du sol, sont bien sûr différentes en Suisse. Toutefois, des études préliminaires, notamment dans le canton de Saint-Gall [6], ont montré une faisabilité importante tant au niveau technique qu'économique et social. Le solaire thermique et le stockage saisonnier ont de plus déjà été intégrés dans plusieurs installations existantes dans le pays (Saas-Fee, Aire Suurstoffi, village REKA Blatten-Belalp, etc.). Ces études et ces cas tests ne couvrent toutefois qu'une petite partie du potentiel de l'intégration du solaire thermique pour les CAD en Suisse. Une vision d'ensemble est actuellement manquante.

En conséquence, les objectifs spécifiques du projet SolCAD sont :

1. D'étendre l'évaluation du potentiel solaire thermique 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
3. Analyser les facteurs de réussite et les facteurs limitants pour l'intégration du solaire thermique dans les CAD.

Le projet couvrira les différentes générations de CAD, depuis les premières générations de CAD à haute température (max. 150°C) jusqu'aux réseaux d'anergie.



Pour produire une évaluation de potentiel la plus large possible, quatre approches sont combinées dans ce projet :

1. Une **approche statistique** où le potentiel des CAD existants et futurs est évalué sur la base d'une analyse cartographique par typologie de CAD.
2. Une **approche par étude de cas** où quatre systèmes particuliers sont simulés en détail pour améliorer notre compréhension d'un système CAD/solaire thermique/stockage couplé avec d'autres énergies renouvelables. Le but sera d'être à même de valider les concepts, d'en optimiser les performances dynamiques et de comparer différentes combinaisons de technologie de chauffage, de stockage et de panneaux thermiques.
3. Une **analyse des conditions-cadres**, c'est-à-dire l'identification des opportunités, ainsi que les barrières, économiques, sociales et législatives liées au développement du solaire thermique et du stockage dans les CAD.
4. Une approche basée sur le **partage d'expérience** conduit par un groupe d'accompagnement.

Les résultats de ces différentes approches, précédés par un court état des lieux de la technologie solaire thermique dans les CAD, sont résumés dans le présent rapport.



## 3 Etat des lieux du solaire thermique dans les CAD

Dans cette partie, une brève revue de littérature est réalisée. L'objectif est de présenter l'historique des CAD solaires et les options technologiques permettant une intégration du solaire thermique dans les CAD. Cette analyse est détaillée dans l'Annexe 1 qui décrit notamment chaque technologie en détail.

### 3.1. Développement des CAD solaires

#### 3.1.1 Europe

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. Le Danemark a commencé à développer cette filière dans les 1980 [7]. Ce pays est actuellement considéré comme le leader dans ce domaine avec 109 champs solaires couplés à des CAD actuellement en fonction. 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 [8]. 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 termes de surface de capteurs solaires installés. 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 » [9]. 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, comme celle de chateaubriand inauguré en 2017 avec 1'470 m<sup>2</sup> de capteur solaire. Autre exemple plus récent, début 2020, un champ solaire de près de 6'400m<sup>2</sup> connecté à un CAD a été mis en service à Forbach.

Les grandes installations solaires thermiques couplées à des CAD sont recensées sur la plateforme Solar District Heating. La Figure 1 ci-dessous donne le nombre d'installations mises en service au 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 illustre le fait que les installations solaires thermiques développées ont des envergures de plus en plus importantes avec notamment 23 installations de plus de 15'000 m<sup>2</sup> mises en route durant les dix dernières années.

Pour le futur, la Commission européenne s'est fixée comme objectif 5% de chaleur solaire dans les CAD à l'horizon 2050 [10].

#### 3.1.2 Suisse

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 kWth pour une surface de collecteurs d'environ 1'000 m<sup>2</sup> était constituée de tubes sous vide [11]. Une autre installation solaire d'intérêt est une installation de 460 m<sup>2</sup> connectée au CAD bois de la commune de Schüpfen dans le canton de Berne. D'autres installations souvent de tailles plus modestes sont présentes dans le territoire (par exemple : à Blaufuhren, Affoltern et Eigenheim).

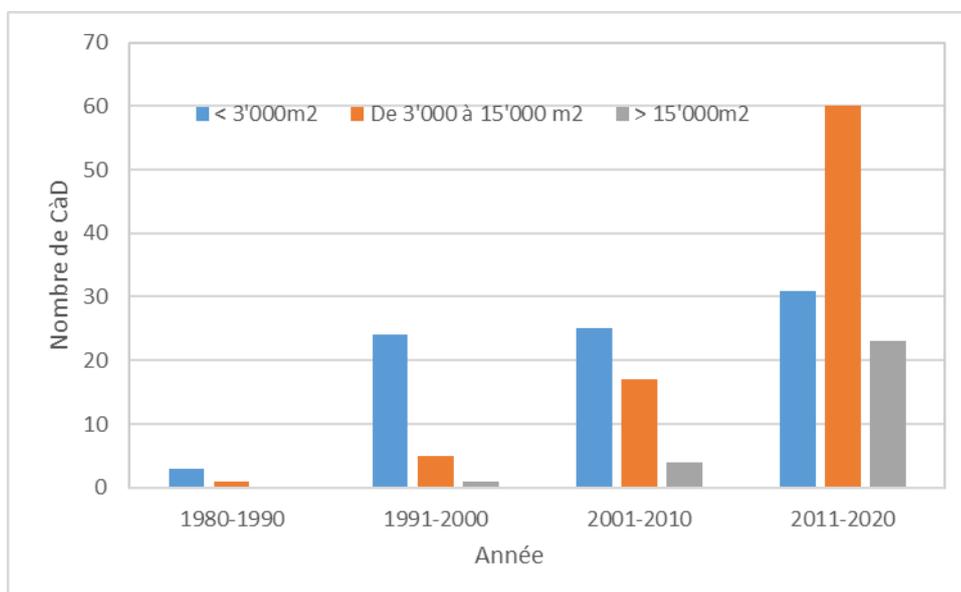


Figure 1 Nombre d'installations solaires thermiques couplées à des CAD mises en route durant les 40 dernières années en Europe [12]



### 3.2. Typologies d'intégration du solaire thermique dans les CAD

Les options technologiques permettant l'intégration du solaire thermique dans les CAD sont résumées dans les tableaux ci-dessous et présentées plus en détail dans l'Annexe 1.

#### Types de capteurs solaires thermiques

Technologie de Capteur	Avantages	Inconvénients	Intérêt pour les CAD solaires
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 3 <sup>ème</sup> génération.	Non favorable.
Capteur plan vitré	Bonne efficacité entre 50 et 100°C. Bon marché. Longue durée de vie. Existe en très grande surface (10-20 m <sup>2</sup> )	Dégradation assez rapide des performances pour des irradiances faibles. Faible performance au-dessus de 100°C.	Très favorable. (Technologie majoritairement utilisée)
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.	Favorable, mais plus cher.
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 faibles irradiances.	Coût plus élevé que capteur plan vitré classique. Durabilité du vide sur la durée de vie du collecteur non encore prouvée. Très sensible à la surchauffe	Favorable, mais technologie encore peu connue.

#### Lieux d'injection de la chaleur

Lieu d'injection	Description	Etat
Centralisé	L'injection de la chaleur solaire est faite au niveau de la chaufferie principale.	90% de la surface solaire connectée à des CAD en Europe suit ce modèle [12].
Décentralisé	Les champs solaires thermiques sont intégrés en dehors de la chaufferie centrale du réseau.	Permet d'utiliser des surfaces situées plus loin de la chaufferie, notamment sur des toits. Intéressant en Suisse où la pose de panneaux au sol est légalement compliquée.



### Stratégie d'injection de la chaleur pour des installations décentralisées

Stratégie	Description	Avantages	Désavantages
R/R	Injection dans la conduite retour depuis la conduite retour.	Simple à gérer, pas de problème de régulation de débit.	L'augmentation de la température de retour peut baisser le rendement de la chaufferie.
R/A	Injection dans la conduite aller depuis la conduite retour.	Pas d'augmentation de la température de retour. Pas nécessaire d'ajouter une conduite de service en sous-station.	Gestion dynamique du débit compliquée. Rendement de l'installation solaire plus faible car elle opère à plus haute température.
A/A	Injection dans la conduite aller depuis la conduite aller.	Pas de problème de régulation de débit.	Type de configuration rarement utilisée. Intégration d'une nouvelle conduite de service en sous-station. Rendements inférieurs à cause des températures plus élevées
Intégration dans un CAD de quartier	Intégration dans une extension du CAD pour de nouveaux quartiers.	Permet de s'intégrer à de nouveaux bâtiments.	Peu connu.

Pour des injections centralisées, l'injection se fait par définition entre le retour et l'aller du CAD (en parallèle de la chaufferie) au niveau de la chaufferie centrale.



### Localisation de l'installation thermique

Localisation	Avantages	Désavantages
Toits	N'utilise pas de surface au sol. Peut s'intégrer aux bâtiments existants.	Surfaces plus petites et coût plus important que pour les surfaces au sol. L'angle des collecteurs ne peut pas être choisi librement. Difficultés de purger le liquide caloporteur.
Surfaces au sol	Coûts plus faibles qu'en toiture.	Requiert de larges surfaces. Légalement difficile en Suisse.

### Types de stockage

	Cuve en eau morte	Stockage en fosse remplie d'eau	Stockage géothermique avec sondes	Stockage en aquifère
Description	Simple cuve en acier	Volume d'eau accumulé dans une fosse	En terre	Utilise des aquifères existants
Densité de stockage	++ (60-80kWh/m <sup>3</sup> )	++ (30-50kWh/m <sup>3</sup> )	- (15-30kWh/m <sup>3</sup> )	+ (30-40kWh/m <sup>3</sup> )
Coût <sup>1</sup>	-	+	++	++
Température	++	++	+	+
Simplicité de mise en œuvre	++	+	--	-
Durée du stockage	De journalier à annuel	Mensuel à annuel	Mensuel à annuel	Mensuel à annuel

Tableau 1 Comparatif des différentes technologies de stockage thermique pouvant être associées à des CAD solaires (+ : favorable, - : défavorable)

Pour les lecteurs désirant approfondir ce sujet, des éléments permettant de choisir et de dimensionner le stock thermique sont disponibles dans [13].

<sup>1</sup> Les coûts dépendent énormément de la taille du stockage. La comparaison est réalisée avec une taille d'environ 5000 m<sup>3</sup> eq. Eau et des données de [36].



## 4 Approche 1 : Critères d'intégration du solaire thermique

Cette section donne une liste ainsi qu'une discussion des facteurs favorisant ou excluant l'intégration d'une installation du solaire thermique dans un CAD.

### 4.1. Caractéristiques du CAD et des preneurs de chaleur

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 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...).

La Figure 2 ci-dessous 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.

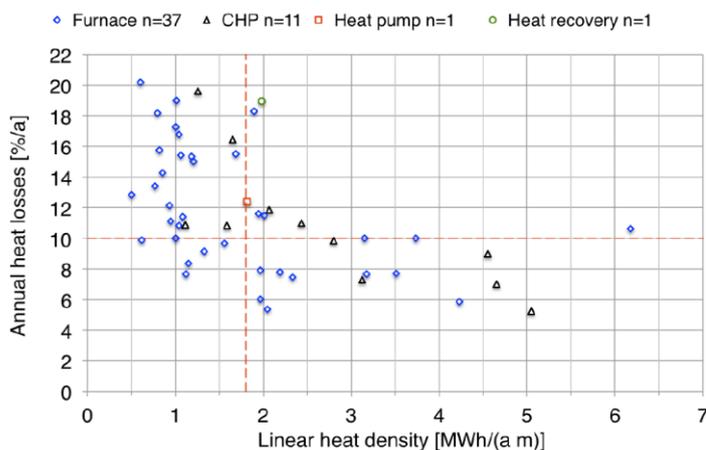


Figure 2 Perte de chaleur annuelle en % en fonction de la densité linéaire de chaleur pour certains CAD Suisses [14]

Dans les systèmes actuels, on considère que la densité de demande chaleur doit être supérieure à 1.8 MWh/an/m [14] et la perte annuelle de chaleur inférieure à 10% afin d'atteindre de bon niveau de rentabilité. On remarque que seule 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 2 Critère de sélection pour identifier les CAD potentiellement intéressants pour un couplage avec un CAD

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 dans 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'il soit intéressant de coupler un CAD 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'eau chaude sanitaire (ECS).

La demande de chaleur pour le chauffage dépend beaucoup de son année de construction. La Figure 3 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 400 MJ/m<sup>2</sup>/an pour les bâtiments sans isolation construits juste après la deuxième guerre mondiale à 100-150 MJ/m<sup>2</sup>/an pour les bâtiments plus récents. Suite à l'introduction du nouveau modèle de prescriptions énergétiques des cantons en 2014 [15], les nouveaux bâtiments d'habitation collectifs en Suisse doivent avoir un besoin de chauffage de l'ordre de 55 MJ/m<sup>2</sup>/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 ») essentiellement pour les bâtiments récents à faible consommation et ceux ayant bénéficié d'une rénovation à haute performance.

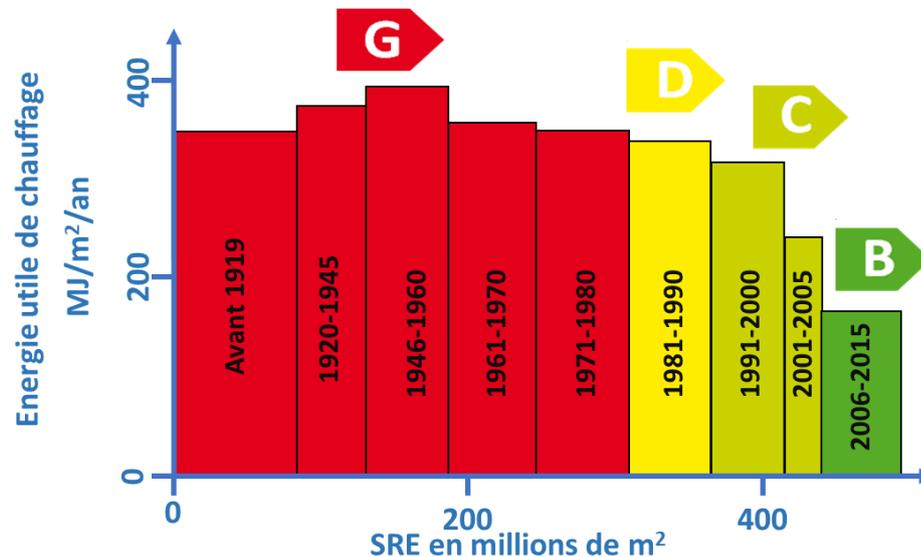


Figure 3 Demande de chaleur annuelle pour le chauffage des bâtiments en fonction de leur année de construction (calcul à partir de données de l'office fédéral de la statistique)

Concernant la demande de chaleur pour la production d'eau chaude sanitaire (ECS), une étude récente de l'Université de Genève a montré que la demande moyenne s'élève à ~120 MJ/m<sup>2</sup>/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 et pour leur chauffage. Ce rapport varie entre 25% pour les bâtiments les moins énergivores à 75% pour les bâtiments répondant aux dernières normes thermiques en vigueur en Suisse [15]. 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 en fonction des années de construction des bâtiments raccordés.

Comme l'ont montré deux projets de recherche suisse [16] et [17], les installations solaires thermiques ont des coûts spécifiques qui diminuent fortement avec leur taille (plus elles sont grandes, plus les économies d'échelle sont importantes). Les deux projets cités plus haut montrent que les coûts de chaleur solaire deviennent intéressants pour des installations d'une surface de 200 m<sup>2</sup> 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 200 m<sup>2</sup> de collecteur solaire thermique. Pour garantir cela, il faut estimer avec la ressource solaire locale combien de chaleur peut être produite par un champ solaire thermique de 200 m<sup>2</sup>. Le Tableau 3 ci-dessous donne une liste des différents paramètres et hypothèses nécessaires pour estimer cette quantité de chaleur par mois.



Paramètre	Valeur	Commentaire
Surface minimale ( $S_{Min}^{ST}$ )	200 m <sup>2</sup>	Il y a d'importantes économies d'échelle pour les grandes installations solaires thermiques. Au-delà de 500 m <sup>2</sup> , les économies d'échelle deviennent plus faibles.
Irradiation estivale mensuelle moyenne ( $Irr_{Mens}$ )	170 kWh/mois/m <sup>2</sup>	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 [18]
Consommation d'ECS spécifique	33.9kWh/m <sup>2</sup> /an ou 122MJ/m <sup>2</sup> /an	Cette valeur provient d'une étude de l'Université de Genève [19]

Tableau 3 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  $S_{Min}^{ST} = 200 \text{ m}^2$  :

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

En faisant l'hypothèse que cette chaleur est utilisée uniquement pour la production d'ECS, cela représente une surface ~6'000 m<sup>2</sup> de bâtiments connectés 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 <sup>2</sup>	Entre 6'000 et 30'000m <sup>2</sup>	>30'000m <sup>2</sup>

Tableau 4 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 renchérit fortement le coût de la chaleur solaire : dans l'exemple précédent, le coût de la chaleur solaire serait, au minimum, 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 5 Critères de sélection pour identifier les températures de distribution de CAD compatibles avec l'intégration de chaleur solaire



#### 4.1.4 Stockages présents

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 pics. 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. 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 de ~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 réhibitoire. En effet, à la suite de 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.

## 4.2. Technologies 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. **Chaudière à combustible fossile** : encore bien présente en Suisse. Ces chaudières à gaz ou à mazout sont peu chères, fiables et relativement facilement modulables. Leur coût d'exploitation est cependant très dépendant du coût des énergies fossiles. En Suisse cette famille de brûleur 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. **Chaudière biomasse** : cette technologie s'est fortement développée depuis une vingtaine d'années 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 prépondérante d'investissements sur le coût de production).

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 PACs décentralisées.

Les CAD utilisant de la chaleur renouvelable (biomasse ou chaleur de l'environnement) utilisent souvent 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 suspendu 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 producteurs 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 système de production de chaleur principal d'un CAD :

Technologie de la 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 [20]
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 6 Critères de sélection pour identifier les technologies de chaufferie de CAD favorisant l'intégration de chaleur solaire



#### 4.2.2 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 fonctionnent à charge très partielle. Cela peut fortement péjorer les rendements de conversion et donc augmenter les coûts de fonctionnement 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 d'un rendement plus faible ou d'utilisation de vecteurs énergétiques plus chers), 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. 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 coût 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 coût couvre les frais d'exploitations 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 au coût 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 [21] (voir Figure 4 ci-dessous). La chaleur des CAD suisses est parmi les meilleurs marchés comparée aux autres pays européens. 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 seulement expliquer 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 raccordements forte). Du coup, ces gros CAD présentent souvent des coûts de chaleur bien plus faibles que les CAD plus récents souvent beaucoup plus petits.

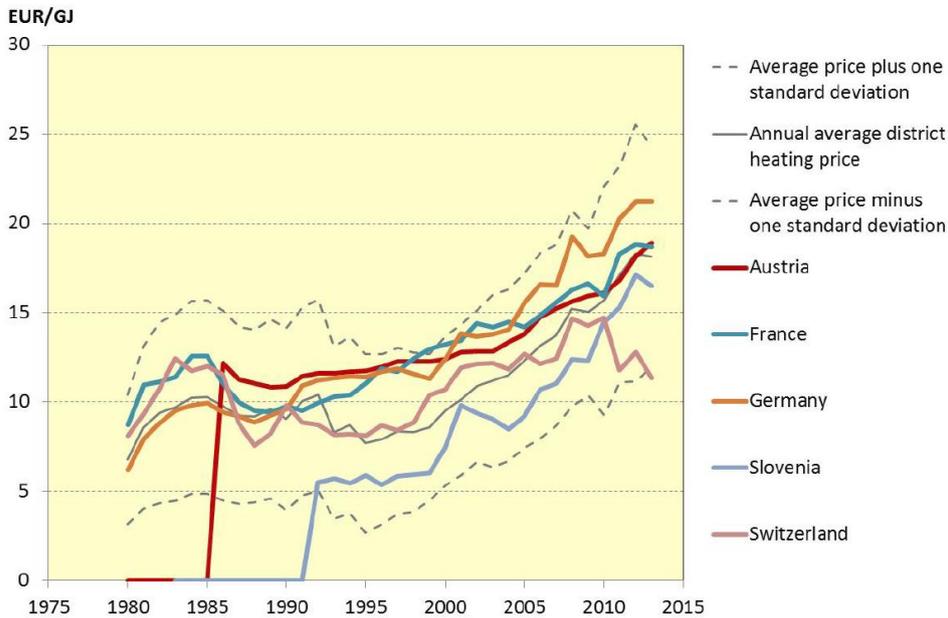


Figure 4 Evolution du coût annuel moyen des CAD pour cinq pays européen et comparaison avec la moyenne Européenne [21]

Plus récemment, les responsables du thermoréseau de la SATOM SA ont mandaté le bureau d'ingénieur PLANAIR [22] pour comparer les coûts de leur CAD à 6 autres CAD de Romandie (voir Figure 5 ci-dessous). On constate sur cette figure qu'il y a d'importantes disparités de coûts, et ce même pour des CAD utilisant des technologies de chaufferies similaires. Le coût varie de 11.5 cts. CHF/kWh à 20 cts. CHF/kWh. A noter que ces coûts prennent en compte la taxe de raccordement.

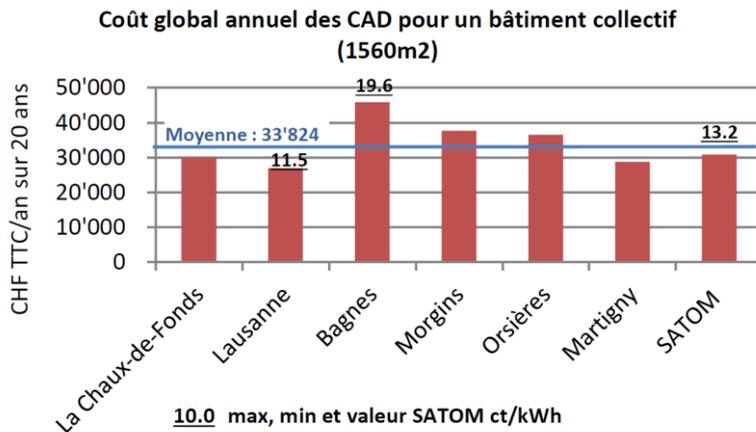


Figure 5 Comparaison des coûts de chauffage pour un bâtiment d'habitation collectif de 1'560m<sup>2</sup> pour différentes CAD de Suisse Romande

Du côté de la chaleur solaire, une étude suisse récente [6] 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 25.8 cts. CHF sans subvention et de 2.6 à 12 cts. CHF/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 7 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
Coût opérationnel de la chaleur	<5 cts. CHF/kWh	Entre 5ct et 10 cts. CHF/kWh	>10 cts. CHF/kWh

Tableau 7 Critères de sélection pour identifier les coûts d'exploitation de production de CAD compatibles avec l'intégration de chaleur solaire

#### 4.4. Potentiel solaire du site

Cette quatrième 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 :

##### 4.4.1 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	<400 kWh/m <sup>2</sup> /an	Entre 400 et 500 kWh/m <sup>2</sup> /an	>500 kWh/m <sup>2</sup> /an	Voir [23]
Rendement de conversion annuelle du champ solaire	35%			
Ressource solaire spécifique sur plan des capteurs par an	<1100 Wh/m <sup>2</sup> /an	Entre 1100 et 1400 kWh/m <sup>2</sup> /an	>1400 kWh/m <sup>2</sup>	

Tableau 8 Ressource solaire minimale pour justifier une installation solaire thermique couplée à un CAD

Afin d'avoir une productivité spécifique annuelle de minimum 400 kWh/m<sup>2</sup>/an, il est donc nécessaire de disposer d'une irradiation globale annuelle sur le plan des capteurs d'au moins 1'100 kWh/m<sup>2</sup>/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).



#### 4.4.2 Surface disponible

Le coût spécifique des installations solaires (matériel, pose et mise en service) présente d'importante économie d'échelle. Plus la surface d'un champ solaire thermique est importante, plus son coût spécifique sera faible (voir Tableau 9 ci-dessous). Cela a été démontré en Suisse par deux études récentes [16]. 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.

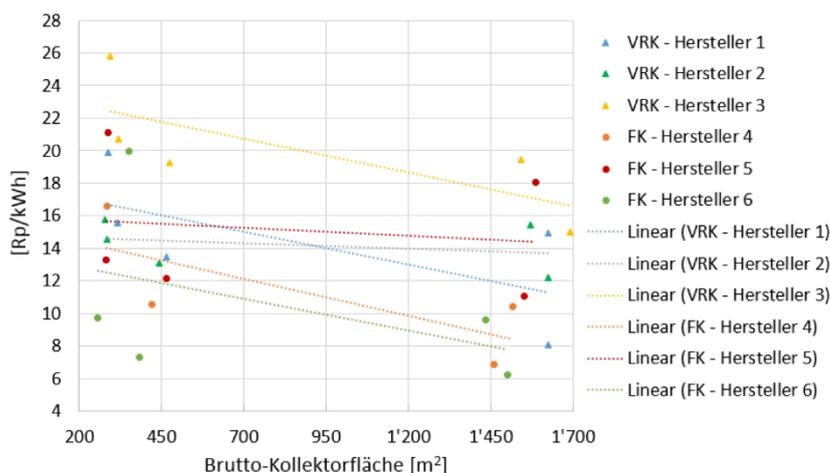


Figure 6 Coût moyen de revient de la chaleur solaire en fonction des surfaces des collecteurs solaires thermiques [16]

Paramètre	A exclure	Favorable	Très favorable	Commentaires
Surface du champ solaire	< 200 m <sup>2</sup>	Entre 200 et 1'000 m <sup>2</sup>	> 1'000 m <sup>2</sup>	Les économies d'échelle deviennent intéressantes au-dessus de 200m <sup>2</sup> de surface

Tableau 9 Définition des surfaces minimales à disposition afin de pouvoir profiter d'économie d'échelle sur le coût de l'installation solaire thermique

#### 4.4.3 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 élevé...). 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 utilisée 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 » [24] pour étudier le potentiel de différentes sources de chaleur renouvelables. Dans cette étude, les auteurs définissent la densité radiale de raccordement, noté  $\rho_A^{Min}$ , 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 1.5 MWh/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 < 5 cts. CHF/kWh. De cette façon, il est possible de définir une distance maximale qui soit 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 <sup>2</sup>	Productivité spécifique du champ solaire en kWh/m <sup>2</sup> /an	Distance maximale en m
500	500	<b>166.7</b>
1000	500	<b>333.3</b>
1500	500	<b>500.0</b>

Tableau 10 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  $\rho_A^{Min}=1.5$  MWh/a/m



## 5 Approche 1 : Archetypes 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'un important facteur de répliquabilité.

Sur la base des chapitres précédents, il est possible de définir deux familles « d'Archétype de CAD SolCAD ». Une première famille correspond à la situation actuelle et dans un futur proche (horizon 2025-2030). La deuxième famille d'archétype correspond plutôt à la situation future des CAD en Suisse (d'ici 10 à 20ans). Chacune de ces deux familles d'archétype SolCAD est décrite ci-dessous.

### 5.1. 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 thermiques tels que définis au Chapitre 5 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 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'une importante surface 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 sont utilisés. 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 11 ci-dessous).

Le deuxième archétype SolCAD actuel 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<sub>2</sub>. 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 11 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	>15'000m <sup>2</sup> de SRE		>15'000m <sup>2</sup> 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 11 Caractéristiques des archétypes SOLCAD pour les CAD existants

## 5.2. Archétypes « SOLCAD » futurs

La deuxième famille d'archétype SOLCAD correspond aux CAD qui seront construits à moyen terme. Comme l'analyse des CAD existant actuellement en Suisse l'a montré, les CAD utilisant la chaleur de l'environnement sont en forte croissance durant les 5-10 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 7) :

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 appelée **réseau d'énergie**.

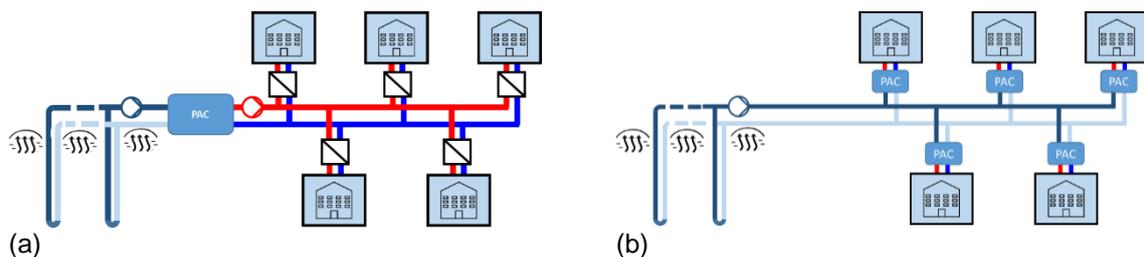


Figure 7 Les deux typologies possibles pour des CAD utilisant la chaleur de l'environnement de type géothermie : (a) typologie centralisée, (b) typologie décentralisée



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 différent endroit dans le réseau. Dans le cas d'une injection depuis une centrale solaire thermique centralisée, il n'est possible que 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

	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	>15'000m <sup>2</sup> de SRE		>15'000m <sup>2</sup> 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	

Tableau 12 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	>15'000m <sup>2</sup> de SRE		>15'000m <sup>2</sup> 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	

Tableau 12 Caractéristiques des archétypes SOLCAD pour les CAD futurs



## 6 Approche 1 : Evaluation statistique du potentiel au niveau national

### 6.1. Méthodologie

Le présent chapitre détaille l'évaluation du potentiel du solaire thermique dans les CAD suisses basés sur les résultats du chapitre 4. En résumé, une sélection des critères présentés dans ce chapitre est appliquée à une base de données fédérale listant les CAD présents sur le territoire (cf. Chapitre 6.2 pour la présentation de cette base de données). Ces critères permettent de sélectionner les CAD où une intégration du solaire thermique est envisageable en leur donnant une note entre A et C. Les notes sont :

- A : Très favorable à l'intégration du solaire thermique
- B+ : Favorable.
- B : Possiblement favorable.
- C : Non-favorable à priori.

Les critères du chapitre 4 utilisés pour déterminer les notes sont :

- Une valeur pour la puissance ou l'énergie produite par le CAD est disponible dans la base de données. Pour transposer l'énergie en puissance, il est estimé que le système est utilisé 2700h par année en pleine charge.
- Le CAD n'utilise *pas* les technologies suivantes pour produire du chauffage : Rejets de chaleur (industriel, UIOM, centrale nucléaire, etc.), solaire thermique.
- Il existe une surface solaire suffisante à proximité pour couvrir au minimum 20% des besoins en chaleur à travers des panneaux solaires thermiques. Deux types de surface sont considérés : les toits et les surfaces au sol. Pour les toits, la base de données toit-solaire.ch [25] est utilisée. Pour les surfaces au sol, les bâtiments existants, les forêts, les zones protégées, les plans d'eau ainsi que les voies de communication sont exclus de façon à identifier les champs basés sur les bases de données nationales. Dans les deux cas, seules les surfaces de plus de 200 m<sup>2</sup> (cas favorable) ou de plus de 1000 m<sup>2</sup> (cas très favorable) sont retenues pour bénéficier d'économies d'échelle. La distance maximale de prospection des surfaces est définie en fonction de la puissance du CAD entre 70 et 1000 m de distance. Un facteur de 3.5 entre la surface au sol et la surface de panneaux thermique est considéré.
- La radiation solaire annuelle sur l'horizontale à la station météorologique la plus proche est de minimum 900 kWh m<sup>2</sup>/année (cas favorable) ou de minimum 1200 kWh/m<sup>2</sup> (cas très favorable). Cette valeur est dérivée des valeurs données en section 4.4 sur le plan des capteurs.
- La demande estivale est au-dessus de 17'000 kWh/mois (cas favorable) ou au-dessus de 85'000 kWh/mois (cas très favorable). La production mensuelle de chaque CAD est évaluée à l'aide de la méthode des degrés-jours en ajoutant un ruban constant pour la production d'ECS correspondant à 30% de la demande totale.

Les critères sélectionnés ici sont déterminés par la disponibilité des données dans la base de données des CAD utilisée.



Pour qu'un CAD obtienne une note globale A, il est nécessaire qu'il remplisse tous les critères au niveau « très favorable ». Pour obtenir une note de B ou B+, le CAD doit atteindre au moins chaque critère au niveau « favorable ». Dans le cas contraire, le CAD obtient une note de C. Pour séparer entre la note B et B+, une interpolation linéaire entre zéro et un est effectuée pour chaque critère entre le niveau « favorable » et « très favorable ». Une moyenne entre chaque résultat des interpolations linéaires est ensuite effectuée pour trouver une valeur globale pour les différents critères. Si cette valeur est au-dessus de 0.7, le CAD a une note de B+. Sinon, le CAD a une note de B.

D'un point de vue pratique, la sélection est faite en utilisant un code informatique en langage Python, ce qui permet une automatisation du processus pour le millier de CAD concerné. Ce code est décrit plus en détail en Annexe 3 et 0.

Une analyse de sensibilité globale, présentée dans la même annexe, a complété cette évaluation du potentiel du solaire thermique dans les CAD en Suisse. Cette analyse a notamment mis en avant l'importance du choix de la limite de 0.7 entre la note B et B+.

Dans le chapitre 6.4, les CAD ayant une note de A ou de B sont analysés plus en détail pour détailler l'impact économique et affiner les potentiels de productibles solaires. Cette étape permet de préciser notre première évaluation du potentiel, notamment en introduisant des scénarios de température de retour, qui est un paramètre qu'il n'est pas possible d'analyser pour tous les CAD de Suisse du fait du manque de données.

Finalement, cette analyse a été étendue aux CAD futurs. Pour cela, l'hypothèse retenue est que le pourcentage de CAD jugé favorable sera constant dans le futur pour chaque technologie de chauffage. Par exemple, si deux tiers des CAD utilisant des pellets sont actuellement évalués comme étant favorables au solaire thermique, deux tiers des futurs CAD le seront aussi. Nous avons utilisé les scénarios 2050+ de la Confédération [26] ainsi qu'une analyse de l'ASCAD pour avoir une projection du développement futur des CAD [24]. Les scénarios 2050+ sont résumés dans la Figure 8.

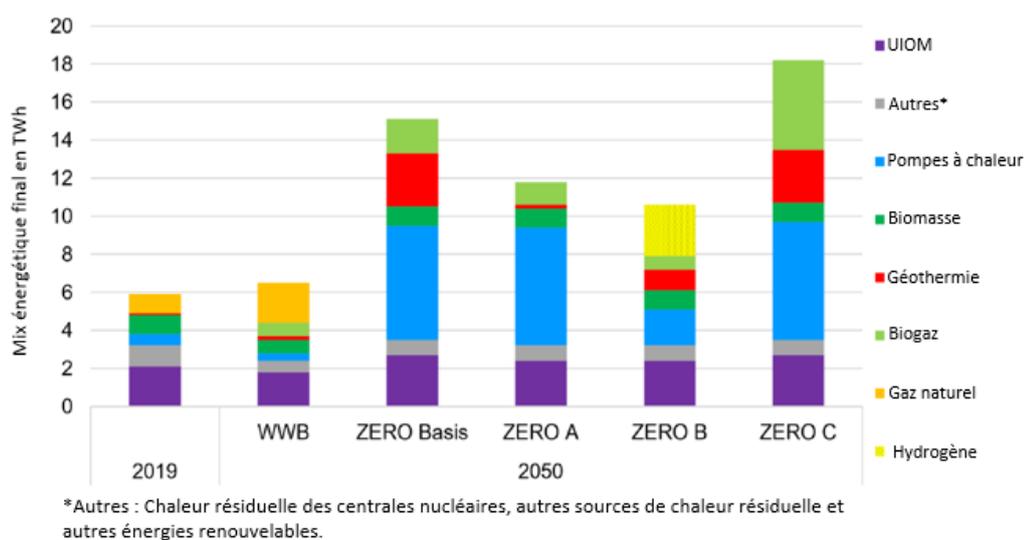


Figure 8: Mix énergétique et chaleur produite par CAD en 2050

Deux rapports de stage présentant des versions antérieures de cette analyse ainsi que des compléments d'analyse sont présentés dans les annexes 2, 3 et 12. Les résultats finaux sont résumés dans les chapitres suivants.



## 6.2. Comparaison entre les bases de données de CAD fédérales et cantonales

La base de données open-source des CAD de la confédération [27] sera critique pour la suite de l'analyse sur le potentiel du solaire thermique dans les CAD en Suisse. Comme cette base de données est nouvelle et qu'elle n'a pour l'instant pas beaucoup été utilisée dans des projets de recherche, il est nécessaire d'évaluer rapidement la complétude et la qualité des informations qu'elle contient. Le but est d'estimer si les CAD présents dans cette base de données représentent bien les CAD actuellement en opération en Suisse. L'Annexe 2 détaille cette analyse.

Comme il n'existe pas de base de données des CAD comparable à l'échelle suisse, une comparaison a été faite entre cette base de données et bases de données cantonales CAD à disposition (Genève, Valais et Vaud). Comme ces bases de données sont utilisées entre autres pour l'octroi de subventions pour de grands projets la complétude des données des cantons est estimée être relativement haute, même s'il n'est bien sûr pas possible de contrôler cela indépendamment.

Le Tableau 13 ci-dessous présente la complétude des données pour les 1008 CAD actuellement présent dans la base de données de la Confédération :

Information	Géoréférencement	Agent énergétique	Puissance	Energie	Longueur du réseau	Bâtiments connectés
Complétion	100%	100%	84%	44%	43%	32%

Tableau 13 Complétude de la base de données

Le Tableau 14 ci-dessous compare le nombre de CAD présents dans les bases de données listées conjointement dans les bases de données fédérales et cantonales ainsi que l'énergie couverte. Les Figure 9 et Figure 10 illustrent ces résultats pour le cas du canton de Vaud.

	Vaud	Genève	Valais
Nombres de CAD communs entre les deux bases de données	24	16	12
Nombre de CAD présent seulement dans la base de données fédérale	12	4	11
Nombre de CAD présent seulement dans la base de données cantonale	41	27	37
Pourcentage de l'énergie produite par les CAD en commun entre les deux bases de données (par rapport au total de l'énergie de la base de données cantonale)	85%	76%	Pas disponible

Tableau 14 Comparaison base de données cantonale et fédérale

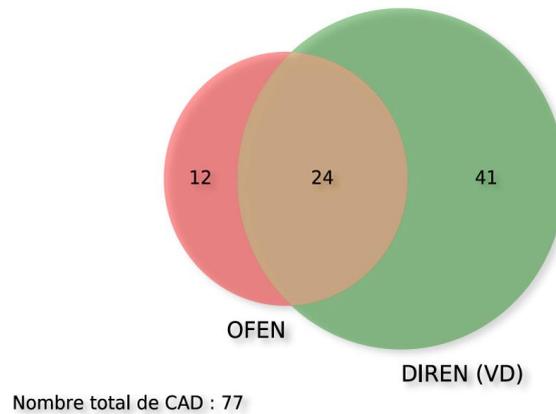


Figure 9 Nombre de CAD répertoriés en commun dans les bases de données fédérales et vaudoises

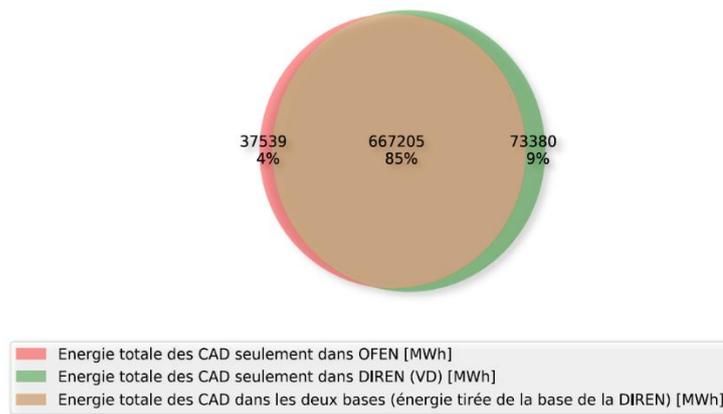


Figure 10 Total de l'énergie produite par les CAD qui sont répertoriés dans les bases de données fédérales et vaudoises

Il peut être observé qu'il manque un nombre important de CAD dans la base de données fédérale, mais que les CAD manquants sont majoritairement des CAD de faible énergie. Les grands CAD sont en général présents dans la base de données fédérale, mais pas forcément les plus petits. Ce point sera noté pour la suite de notre analyse.

Une comparaison a été faite entre les informations concernant la puissance et l'énergie de CAD listées conjointement dans les bases de données fédérales et les informations cantonales. Malgré les variations attendues du fait des différentes années de référence, les résultats sont cohérents pour la plupart des CAD.

### 6.3. Evaluation du potentiel du solaire thermique dans les CAD présents

Pour débiter l'analyse du potentiel de chaque CAD, une estimation simplifiée de la production mensuelle de chaleur basée sur le principe des degrés-jour a été calculée. La production solaire pour différents scénarios solaires (20%, 40% ou couverture des besoins estimée en ECS) a été calculée pour chaque CAD en utilisant la station météo la plus proche. Un exemple de ce type de scénario est donné en Figure 11.

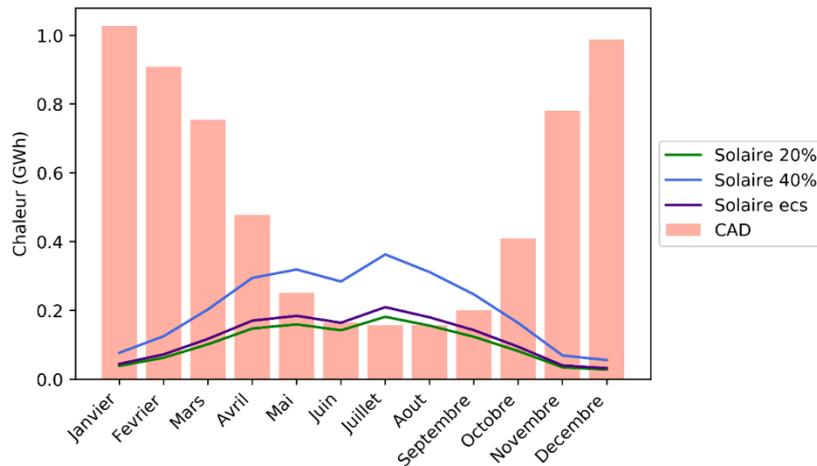


Figure 11: Scénarios de production solaire et de production de chaleur mensuelle pour un CAD romand

Basé sur ces estimations des besoins en chaleur solaire ainsi que sur la méthodologie présentée en chapitre 6.1, la Figure 12 présente le nombre de CAD jugés favorable ou possiblement favorable (note B, B+ ou A) à l'intégration du solaire thermique en Suisse pour une part solaire de 20% des besoins totaux en chaleur. Environ 40 % des CAD sont jugés favorables ou possiblement favorables à l'intégration du solaire thermique. La radiation solaire est jugée suffisante pour la grande majorité des CAD, l'existence de surface de pose pour les panneaux est cependant un facteur limitant. Toutefois, dans ce projet, nous avons choisi de ne conserver que les surfaces plus grandes que 200 m<sup>2</sup> et un facteur de 3.5 est utilisé pour calculer la surface de panneaux à partir de la surface de toit ou de sol. Nous sommes donc relativement conservatifs ici pour tenir compte des facteurs économiques. Un potentiel plus haut peut être imaginé si une volonté forte d'installer des panneaux dans toutes les configurations, inclus celles qui ne sont pas favorables économiquement est présente.

La Figure 13 résume la puissance totale des CAD jugés favorable ou possiblement favorable (note B, B+ ou A) à l'intégration du solaire thermique en Suisse. Ces CAD couvrent environ un tiers de la puissance produite en Suisse par les CAD. La forte diminution de la puissance suite à l'application du critère du type de production de chaleur est liée au fait que les CAD utilisant la chaleur fatale des usines d'incinération ne sont pas considérés comme des sites d'implémentation potentiels pour le solaire thermique, car la chaleur produite est déjà suffisante dans la plupart des cas. Comme les CAD utilisant la chaleur fatale des usines d'incinération sont souvent des CAD avec une forte puissance, une forte diminution est observée.

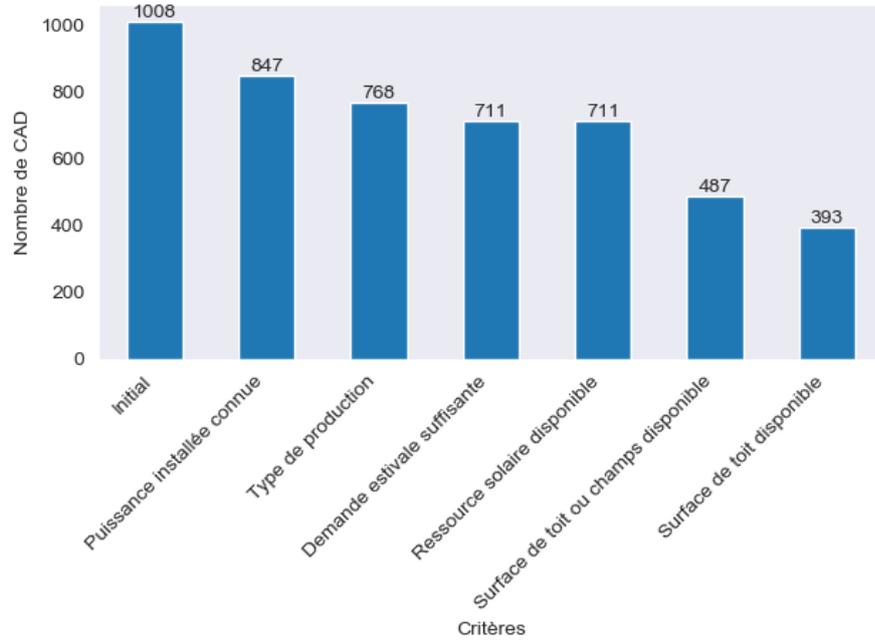


Figure 12: Nombre de CAD avec une note A ou B selon les différents critères utilisés. Une analyse complémentaire sur les températures de retour et les critères économiques est présentée en chapitre 6.4

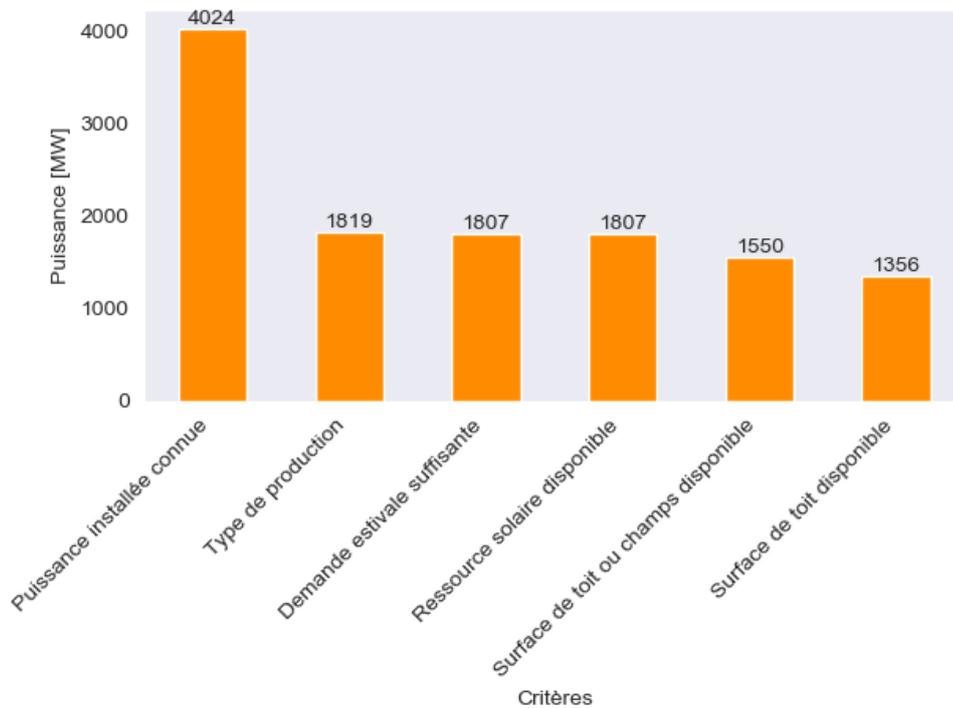


Figure 13: Puissance des CAD avec une note A ou B selon les critères utilisés

La répartition entre les notes des CAD est résumée dans la Figure 14 et aussi présentée cartographiquement sur la Figure 15. Peu de différences significatives entre les zones géographiques,



l'altitude, les cantons ou les régions linguistiques ont été observées. Une diminution de la disponibilité des champs a cependant été évidemment identifiée pour les villes de plus 250'000 habitants (cf. Annexe 12).

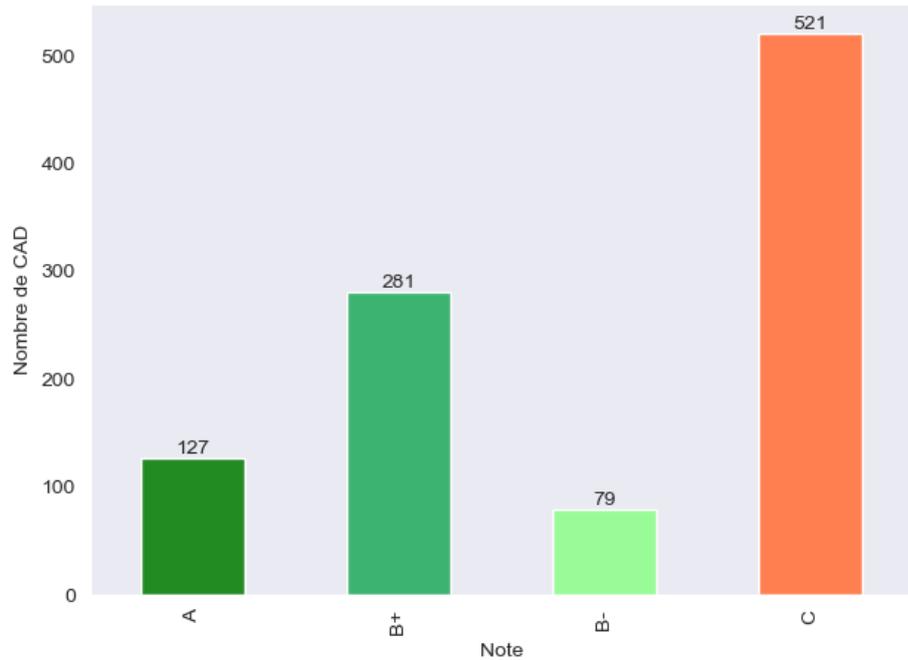


Figure 14: Nombre de CAD avec différentes notes

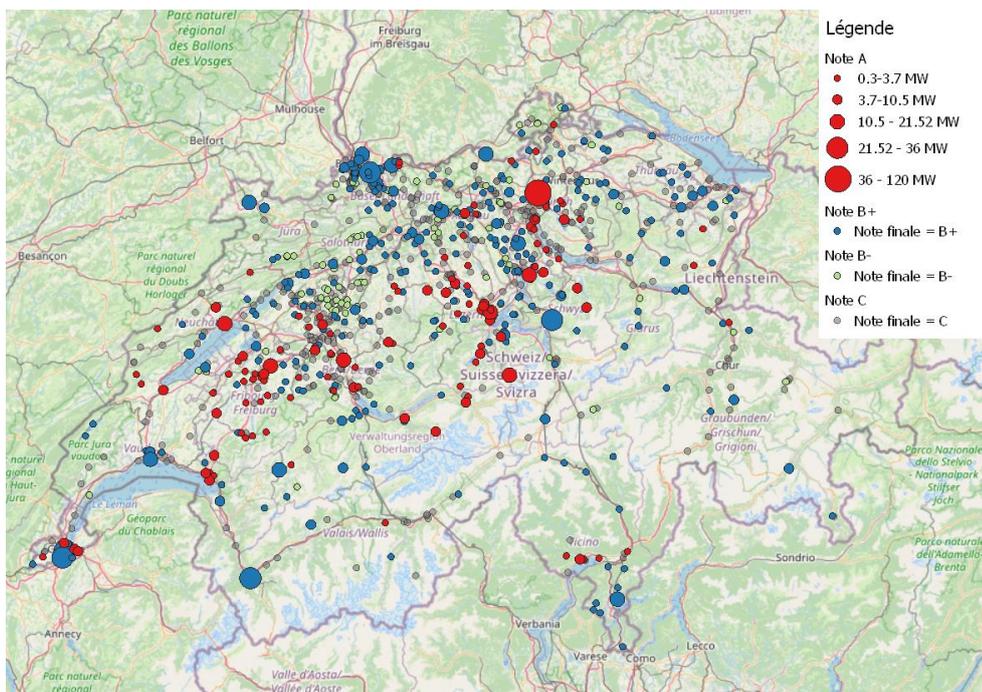


Figure 15: Position des CAD favorable et très favorable



Finalement, nous avons estimé la chaleur qu'il serait possible de couvrir par du solaire thermique dans les CAD suisses dans l'état actuel à environ :

$$3.66 \text{ TWh} * 0.2 = 0.73 \text{ TWh} \approx \mathbf{0.5 - 1 \text{ TWh}}$$

Cette estimation dépend bien sûr de la part solaire envisagée. Nous l'avons ici fixée à 20% suivant [28]. Pour les CAD où l'énergie produite n'est pas renseignée et où la puissance est utilisée pour estimer la chaleur totale produite, nous avons fait l'hypothèse que le système est utilisé 2700 heures par année en pleine charge. Les autres hypothèses présentées ici sont aussi à considérer, ainsi cette valeur doit être vue comme un ordre de grandeur et pas une valeur quantitative. Le manque de certains CAD bois de faible puissance dans la base de données utilisée ici est aussi à noter. Ainsi, l'évaluation présentée dans ce rapport est probablement relativement conservatrice.

La production actuelle de chaleur par les CAD étant située entre 6 et 8 TWh [26], la production solaire thermique pourrait couvrir **environ 10% de la production de chaleur à distance** dans les conditions actuelles en première estimation. Le solaire thermique est donc une source de chaleur qui pourrait être importante pour économiser de la ressource bois.

La production totale de chaleur en Suisse étant d'environ 100 TWh [26], les panneaux solaires thermiques intégrés à un CAD pourraient donc produire environ 0.7% de la demande en chaleur totale. Ce pourcentage ne tient toutefois pas compte de l'augmentation prévue des CAD ainsi que de la baisse des besoins en chaleur future dû à la rénovation.

Nous allons maintenant affiner cette première analyse de potentiel à l'aide d'outils économiques ciblés.

#### 6.4. Analyse économique des CAD sélectionnés

L'objectif de l'analyse économique est de calculer un prix de revient de la chaleur solaire pour chaque CAD sélectionné avec les notes A, B et B-. Concernant la première sélection des CADs réalisée au paragraphe 6.3, un rendement annuel d'installation constant et une météo sur un site distant (station météo la plus proche de la chaufferie) ont été utilisés. Afin d'augmenter la précision des résultats, le productible solaire a été recalculé en considérant :

1. Des données météo géolocalisées à partir de données satellites (PVGIS-SARAH).
2. L'inclinaison et l'orientation de chaque toit disponible dans la base de données « toit solaire » (OFEN [www.toitsolaire.ch](http://www.toitsolaire.ch)).
3. Un modèle numérique simple de capteur solaire qui prend en compte la réflexion sur les panneaux, l'orientation et l'inclinaison des panneaux. Celui-ci est décrit plus bas.
4. Trois scénarios de température moyenne de fonctionnement 70, 80 et 90°C

Le modèle de capteur utilise les coefficients d'un capteur plan moyen et sont donnés ci-après :

- le rendement d'ordre zéro:  $\eta_0 = 0.79$ ,
- Le coefficient de perte de chaleur de 1er ordre :  $a_1 = 2.9 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ,
- Le coefficient de perte de chaleur de 2nd ordre :  $a_2 = 0.0135 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ ,
- Le correcteur d'angle d'incidence pour le rayonnement diffus :  $K_d = 0.96$ .

Les équations pour le calcul de la puissance sont les suivantes :

$$P = \eta_0 * (K_b * G_b + K_d * G_d) - a_1(T_m - T_a) - a_2(T_m - T_a)^2$$



Avec le correcteur d'angle d'incidence pour le rayonnement direct  $K_b$  :

$$K_b = 1 - \tan(i/2)^{b_0} \tan(i)^{b_0}$$

Avec  $i$  l'angle d'incidence du rayonnement sur le capteur en degré,  $T_a$  la température extérieure,  $T_m$  la température moyenne du capteur,  $G_b$  le rayonnement direct dans le plan du capteur et  $G_d$  le rayonnement diffus dans le plan du capteur.  $b_0$  est la constante d'Ambrosseti prise égale à 4.219

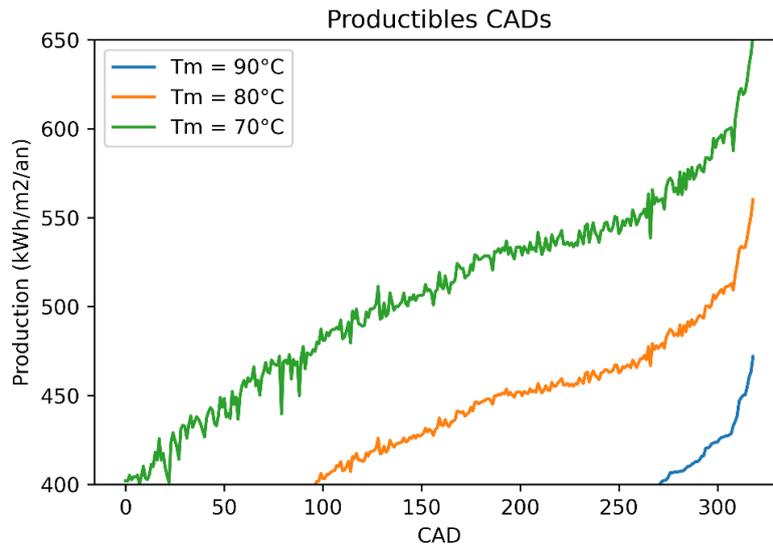


Figure 16: Productible solaire spécifique des CADs sélectionnés.

Avec cette méthode, la production solaire a été calculée pour chaque toit sélectionné dans la phase de prospection (1515 toits). La considération de l'orientation et de l'inclinaison a permis d'identifier des toits mal orientés pour lesquels le productible s'est révélé plus faible. Pour conserver les critères de la phase précédente, les toits pour lesquels le productible solaire spécifique est inférieur à 400 kWh/m2/an ont été éliminés (Figure 16) et si la température du CAD est de 90°C le productible tombe en dessous de 400 kWh/m2/an dans la plupart des cas (Tableau 15).

Il reste à dimensionner les installations solaires. Pour le moment toutes les toitures répondant aux critères de la prospection et aux 400 kWh/m2/an sont sélectionnées sans dimensionnement. Comme précédemment le scénario adopté est celui d'une fraction solaire annuelle de 20% [28].

Alors deux approches sont possibles :

- Maximiser le rendement des toitures sélectionnées.
- Minimiser le nombre de toitures.

Dans les deux approches, une estimation du coût de revient de la chaleur sera faite. Pour cela on procède en trois étapes. D'abord on fait un calcul de la production d'énergie solaire avec un champ solaire dimensionné à 20%. Ensuite on fait un calcul du coût de revient sans système de stockage et pour finir avec un stockage de chaleur.

#### 6.4.1 Minimiser le nombre de toits

Pour minimiser le nombre de toits, ils sont classés par production décroissante. La surface totale est limitée de sorte à couvrir 20% des besoins annuels au maximum. C'est-à-dire que les toits sont sélectionnés du plus gros producteur au plus petit et qu'une partie seulement de la surface du dernier toit est couverte de manière à ne pas dépasser 20% de fraction solaire. Pour éviter les installations trop



petites, la contrainte de 200m<sup>2</sup> minimum pour une installation est gardée. C'est-à-dire que si la surface restante à être installée est inférieure à 200 m<sup>2</sup>, elle ne sera au final pas considérée. Le facteur d'abattement est 3.5 comme au paragraphe 6.3.

La fraction solaire après dimensionnement pour les 306 CADs restants est donnée (Figure 17) dans les cas d'un réseau à 70, 80 et 90°C (les trois courbes ne correspondent pas aux mêmes CADs par souci de lisibilité).

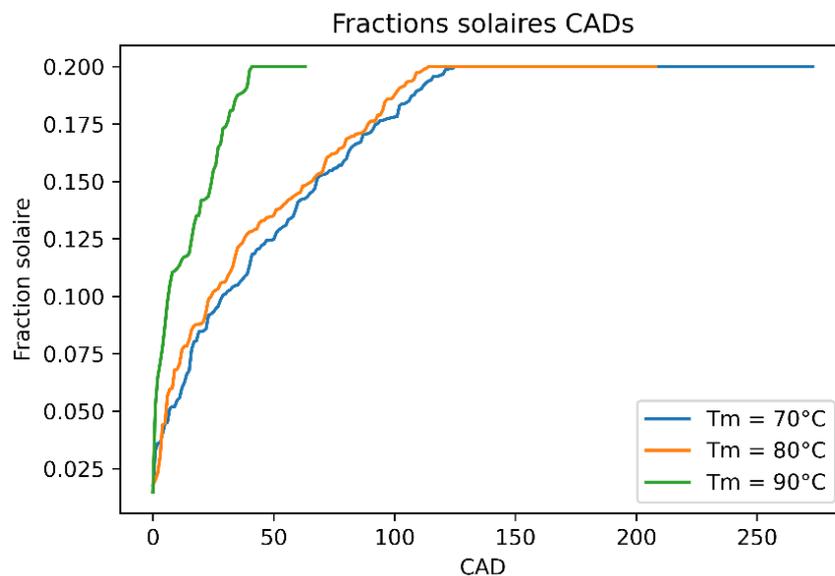


Figure 17: Fraction solaire après dimensionnement.

Dans certains CADs les surfaces disponibles sont insuffisantes et ne permettent pas de couvrir 20% de la demande de chaleur, même dans le cas d'un réseau à 70°C (pour rappel, toutes les surfaces mal orientées sont éliminées par la limite des 400 kWh/m<sup>2</sup>/an). Dans ces cas il faut envisager d'investir des surfaces autres (champs, parkings, etc..).

En ne considérant que les toitures, l'énergie solaire totale disponible pour les CADs suisses dépend fortement de la température des réseaux. En estimation haute, si tous les réseaux étaient à 70°C, les toitures pourraient produire 0.43 TWh de chaleur sur une année (voir Tableau 15). Cela n'est pas loin de l'estimation basse faite au paragraphe 6.3. En estimation basse en revanche, si tous les CADs étaient à 90°C les toitures pourraient fournir 0.1 TWh. Le potentiel du solaire en toiture en Suisse se situe entre 0.13 – 0.43 TWh/an. C'est encore une fois en considérant des installations > 200m<sup>2</sup> uniquement, 20% de fraction solaire. Les CAD bois de petites tailles non inclus dans la base de données qui est l'origine de cette analyse sont aussi exclus ici.



Scenario de température du CAD	70 °C	80 °C	90 °C
Nombre de CADs éligibles	306	227	68
Surface moyenne par CAD (m <sup>2</sup> )	2646	3249	5013
Surface moyenne de chaque installation (m <sup>2</sup> )	1480	1715	2351
Nombre d'installations (sur toute la Suisse)	547	430	145
Productible moyen (kWh/m <sup>2</sup> /an)	511	460	422
Energie solaire annuelle totale (TWh)	0.429	0.346	0.145

Tableau 15: Surfaces et Production solaire après dimensionnement (fraction solaire annuelle = 20%).

À partir de ces données de production on peut poursuivre à l'étape suivante, le calcul du coût de revient de la chaleur solaire sans stockage de chaleur (CHF/kWh). On ne prend pas en compte de rendement de stock et on considère que toute la chaleur produite par le champ solaire est utilisée (on a aussi fait cela dans le cas sans stock).

Les annuités sont considérées constantes et les paramètres économiques sont donnés ci-dessous :

- Intérêt bancaire = 3% (SIA 480 2004)
- Durée d'amortissement = 20 ans
- OPEX = 1% du CAPEX

La valeur d'une annuité se calcule alors de cette manière :

$$Annuité = \frac{V_0 i}{1 - (1 + i)^{-n}}$$

Où  $V_0$  est la valeur de l'investissement,  $i$  l'intérêt (3%) et  $n$  la durée d'amortissement (20 ans).

Le coût de revient de la chaleur est par définition :

$$Coût = \frac{Annuité + OPEX}{Production\ solaire\ (kWh/an)}$$

Pour la valeur de l'investissement initial, on utilise une fonction de coût basée sur plusieurs devis pour des installations de capteurs plans en toiture (les hypothèses et références sont données au paragraphe 7.2.2) :

$$Coût\ (CHF/m^2) = 2432.2 \times S^{-0.191}$$



Avec  $S$  la surface brute de panneaux de l'installation en  $m^2$ . La fonction utilisée est tracée en Figure 18.

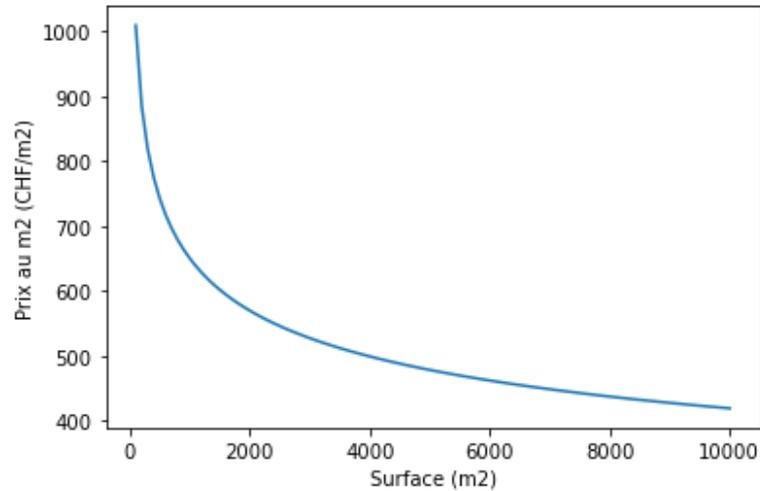


Figure 18: Fonction de coût d'une installation solaire thermique en toiture.

Le prix de revient de la chaleur est calculé pour chaque installation (chaque toiture). Puis le prix de revient pour le CAD entier est calculé par moyenne pondérée (Figure 19). Le prix de revient est compris entre 0.05 CHF et 0.17 CHF sans prendre en compte les coûts du stockage.

Sélectionner les toitures de la plus grosse productrice à la plus petite a des limites. Des toitures qui n'ont pas les meilleurs productibles spécifiques sont sélectionnées. Pour certains CADs cela entraîne même un prix du kWh inférieur pour un réseau à 80°C (Figure 19). En effet, une grande toiture à 400kWh/m<sup>2</sup>/an dans le cas  $T_m = 70^\circ\text{C}$  est sélectionnée, à  $T_m = 80^\circ\text{C}$  cette toiture passe en dessous de la limite des 400kWh/m<sup>2</sup>/an et ne sera pas sélectionnée et une plus petite avec une meilleure productivité spécifique sera retenue. Cela explique notre deuxième approche : maximiser le rendement des installations.

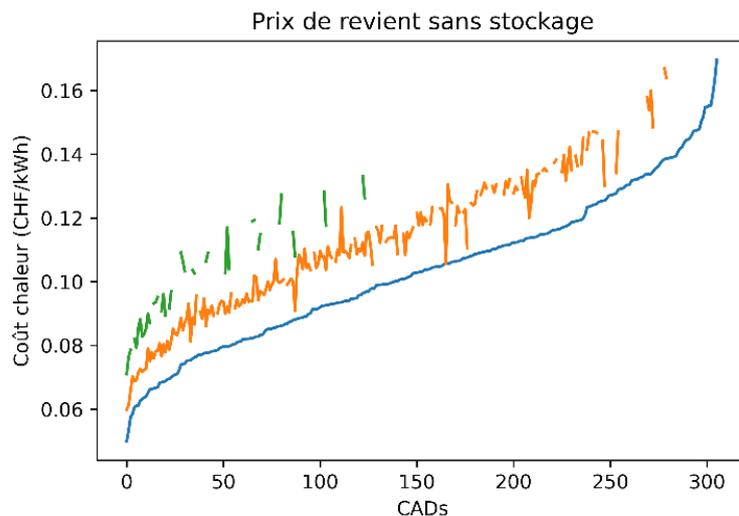


Figure 19: Coût de revient de la chaleur solaire sans stock en essayant de minimiser le nombre d'installations.



Avant de passer à la deuxième approche, on calcule le prix du stockage. Pour ce faire on dimensionne le stock avec  $0.5 \text{ m}^3/\text{m}^2$  de capteur (d'après essais et discussions internes). Le prix d'un volume de stockage en fonction de son volume est calculé avec la formule suivante (les hypothèses et références sont données au paragraphe 7.2.2) :

$$\text{Prix (CHF)} = 0.5409 * V \text{ (L)} + 9045.3$$

Cette fonction est dessinée en Figure 20.

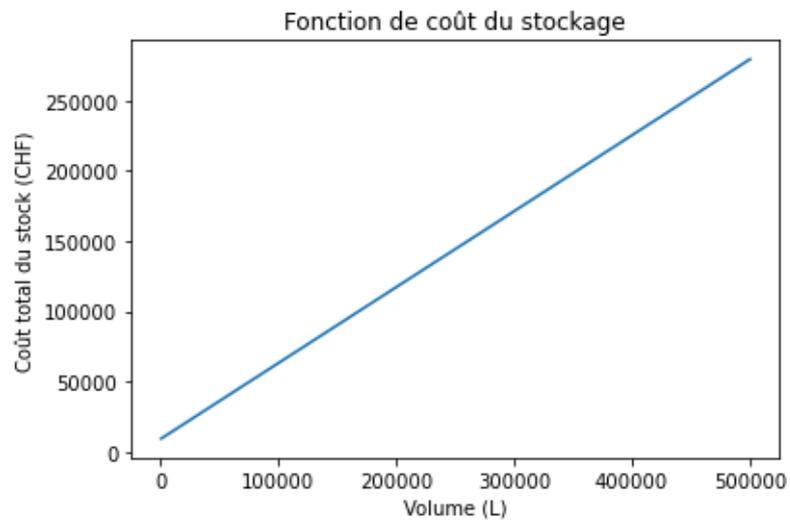


Figure 20: Coût d'investissement des cuves de stockage d'eau chaude en acier (eau).

Pour chaque CAD on considère une seule cuve de stockage. Celle-ci est dimensionnée sur la totalité du champ solaire. Encore une fois, l'opération est réalisée sur les trois scénarios de température de réseau. Les prix de revient obtenus se situent entre 0.08 CHF et 0.22 CHF/kWh (Figure 21). Le stockage de chaleur représente grossièrement un tiers de l'investissement initial (Tableau 16) et le champ solaire les deux autres tiers.

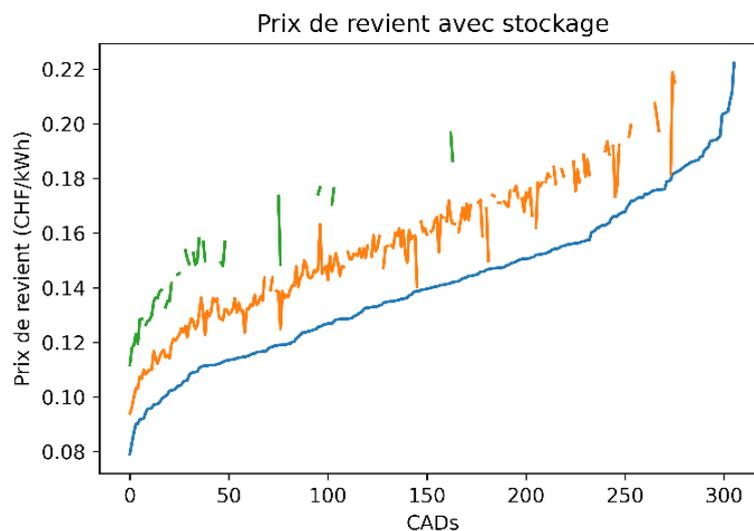


Figure 21: Prix de revient de la chaleur après considération du prix du stockage.



Scenario de température du CAD	70 °C	80 °C	90 °C
Energie solaire annuelle totale (TWh)	0,429	0,346	0,145
Prix de revient moyen de la chaleur sans stock (CHF/kWh)	0.104	0.111	0.112
Prix de revient moyen de la chaleur avec stock (CHF/kWh)	<b>0.141</b>	<b>0.152</b>	<b>0.156</b>
Prix moyen du champ solaire total pour un CAD (CHF)	1 483 412	1 779 672	2 582 926
Prix moyen d'une cuve de stockage (CHF)	724 735	887 798	1 364 910

Tableau 16: Ordres de grandeur pour l'approche A

Les prix de revient de la chaleur solaire sont assez encourageants sachant qu'aucune subvention n'a été envisagée dans le calcul. Il faut tout de même noter que le dimensionnement de la cuve de stockage nécessite une analyse précise des besoins de chaleur pendant la période estivale et sa taille pourrait varier fortement. De plus, des cuves de stockages déjà présentes pourraient être utilisées au moins en partie par le champ solaire et ainsi réduire les coûts d'investissement.

#### 6.4.2 Maximiser le rendement des installations

Pour améliorer le rendement des installations, les toitures avec le productible spécifique le plus important sont sélectionnées en priorité. Le reste de la démarche est identique et est décrit dans la section 6.4.1.

Scénario de température du CAD	70 °C	80 °C	90 °C
Nombre de CADs éligibles	306	228	69
Surface moyenne par CAD (m <sup>2</sup> )	2616	3253	5085
Surface moyenne de chaque installation (m <sup>2</sup> )	1348	1552	2220
Nombre d'installations (sur toute la Suisse)	594	478	158
Productible moyen (kWh/m <sup>2</sup> /an)	515	460	422
Energie solaire annuelle totale (TWh)	0.426	0.349	0.149

Tableau 17: Surfaces et Production solaire après dimensionnement (fraction solaire annuelle = 20%).

Scenario de température du CAD	70 °C	80 °C	90 °C
Energie solaire annuelle totale (TWh)	0,426	0,349	0,149
Prix de revient moyen de la chaleur sans stock (CHF/kWh)	0.104	0.112	0.113
Prix de revient moyen de la chaleur avec stock (CHF/kWh)	0.141	0.153	0.157
Prix moyen du champ solaire total pour un CAD (CHF)	1 493 476	1 813 991	2 658 948
Prix moyen d'une cuve de stockage (CHF)	716 711	889 035	1 384 405

Tableau 18: Performance économique pour l'approche B

Le changement de la stratégie de sélection des toitures a eu peu d'impact sur le prix de revient de la chaleur. A l'échelle nationale, la stratégie est peu importante, les hypothèses de calcul et d'identification des toitures sont d'un ordre bien plus important. On retrouve sensiblement les mêmes résultats avec



les deux approches soit, une ressource solaire entre 0.14TWh et 0.42 TWh (en fonction de la température des CADs) et un prix de revient sans subventions compris entre 0.08 et 0.22 CHF/kWh.

Le modèle de capteur ainsi que les données météo ont permis de préciser le potentiel du solaire thermique en toiture pour les CAD suisses. On arrive à une valeur maximale de 0.42 TWh fournie par les toits à condition d'avoir des réseaux à assez basse température.

Ce potentiel ne considère que les surfaces en toitures, cependant dans les situations où cela est possible il faudrait favoriser les grandes installations au sol. Cela permettrait de faire davantage d'économies d'échelle (deux toits minimum sont nécessaires en moyenne) avec un grand champ solaire par CAD, et les coûts d'installation sont moindres pour les installations au sol. L'installation du stockage serait simplifiée elle aussi.



## 6.5. Arbre décisionnel

Un arbre décisionnel décrit le raisonnement de l'approche 1. Un aperçu de celui-ci est donné et celui-ci est disponible en Annexe 13.

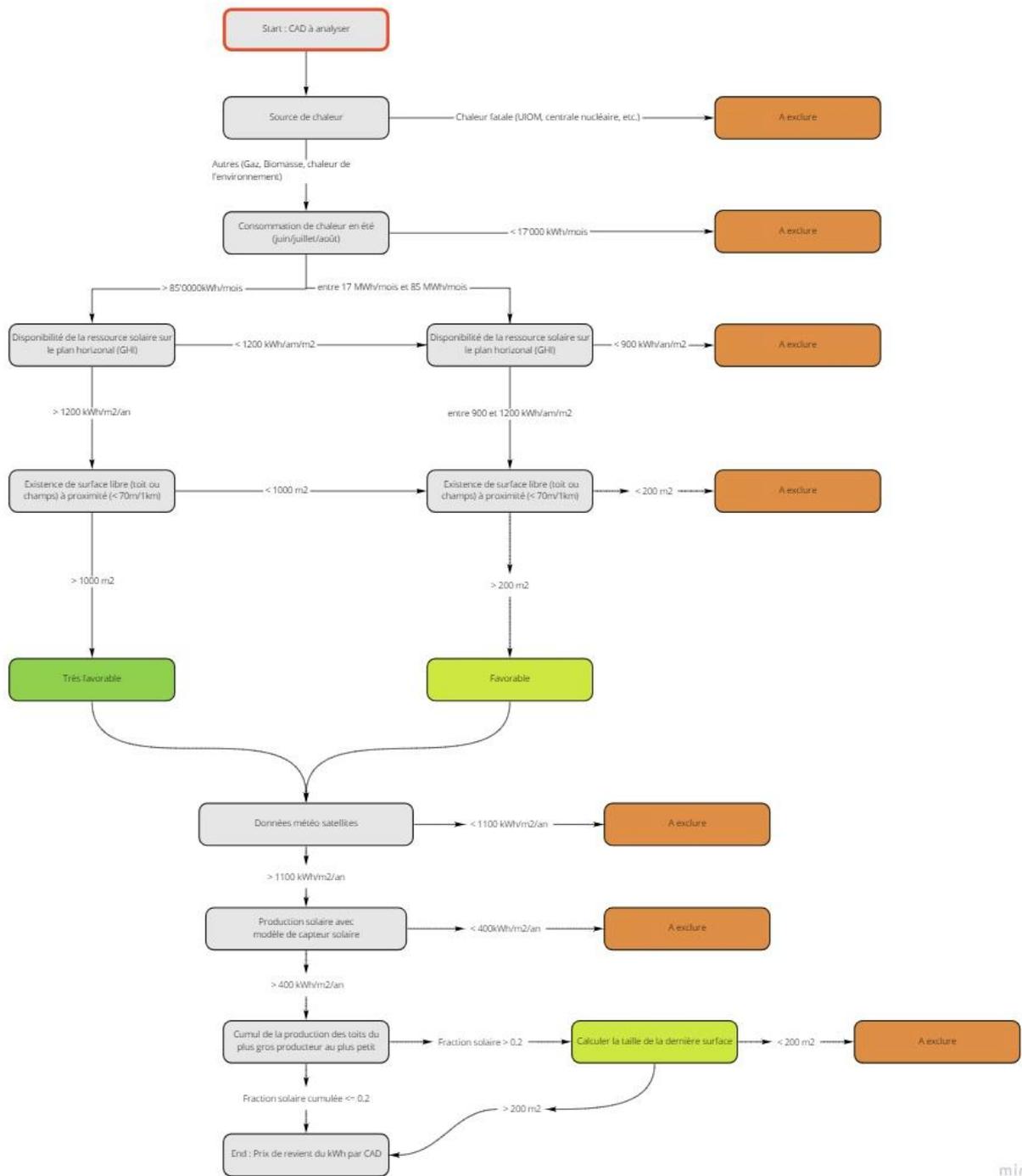


Figure 22 : Arbre décisionnel décrivant l'approche 1



## 6.6. Estimation du potentiel du solaire thermique dans les CAD futurs

Basé sur les scénarios de développement de CAD présenté dans [26] et dans [24], une estimation de la part de chaleur qui pourrait être couverte en 2050 par le solaire thermique intégrée au CAD a été effectuée en suivant la méthodologie décrite dans le chapitre 6.1.

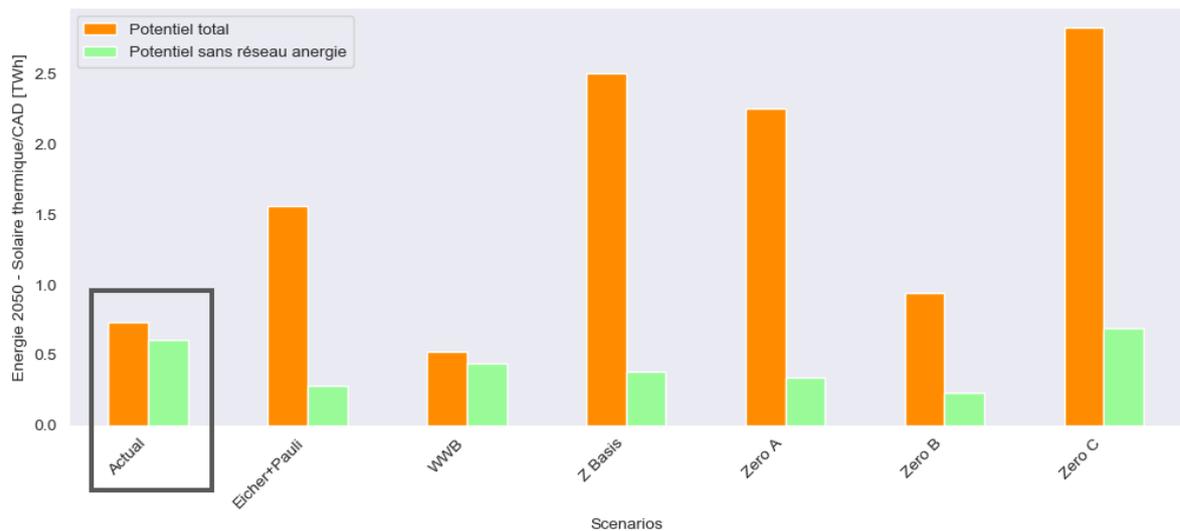


Figure 23 Estimation du potentiel futur du solaire thermique dans les CAD en 2050 suivant les scénarios de [26]

Le potentiel du solaire thermique augmente donc dans les prochaines décennies, car les différents scénarios prévoient une augmentation du nombre et de la puissance des CAD. Cela entraîne automatiquement une augmentation du potentiel de production d'énergie solaire thermique dans les CAD.

Suivant le scénario choisi, cette augmentation peut atteindre plus de 2.5 TWh de potentiel (scénario Zero C). **Le potentiel futur est toutefois situé entre 1 et 2 TWh à l'horizon 2050 pour la majorité des scénarios envisagés.** En parallèle, la demande totale de chaleur en Suisse devrait diminuer du fait de la rénovation des bâtiments pour atteindre environ 75 TWh en 2050 dont 55 TWh pour la chaleur et la production d'eau chaude dans les bâtiments résidentiels [26]. Le solaire thermique pourrait donc couvrir entre 1 et 3% de la demande totale en chaleur suisse en 2050, ce qui n'est pas négligeable.

Il est intéressant de noter que, étant donné que le nombre de CAD basse-température augmente fortement dans la plupart des scénarios prévus, l'intégration du solaire thermique dans les réseaux basse-température devient de plus en plus importante dans les prochaines décennies. En conséquence, notre estimation de potentiel dépend des possibilités du solaire thermique de se développer dans ces CAD basse-température. C'est techniquement possible (cf. Chapitre 5 et le cas d'étude en Chapitre 7.6), mais, comme les cas d'application sont moins nombreux, les incertitudes sont plus hautes pour ce type de CAD. Nous avons donc illustré la part du potentiel non touché par les réseaux basse-température dans la Figure 23 pour mettre en avant ce fait.



## 7 Approche 2 : Cas d'étude

Dans ce chapitre, nous décrivons les analyses faites sur les quatre cas d'étude qui ont comme but de mieux comprendre les impacts du solaire thermique dans les CAD. Trois cas d'étude sont les cas d'étude principaux de SolCAD sur lesquels une modélisation horaire est prévue (Marais-Rouge, Verbier et Yverdon). Un quatrième cas d'étude (Vevey) complète cette étude, notamment au niveau des analyses économiques.

### 7.1. Méthodologie - Outils de modélisation horaire

#### 7.1.1 Vision d'ensemble

Pour chaque cas d'étude principal, un modèle de CAD, de radiation, de panneaux solaires thermiques et de stockage sont préparés et validés. Ces modèles sont ensuite liés à travers des échanges de fichiers d'entrée pour former la représentation du système recherché. Le diagramme de la Figure 24 représente les différents modèles formant le système étudié.

Les différents calculs du modèle sont assemblés ensuite pour permettre des analyses concernant la part solaire atteignable et l'impact du solaire thermique sur les températures du CAD. La possibilité de pouvoir éteindre la centrale de chauffe durant l'été est aussi analysée.

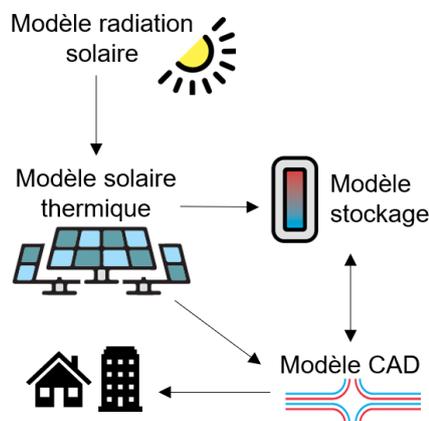


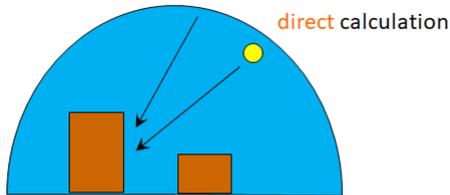
Figure 24: Système de simulation des CAD

#### 7.1.2 Modèle de la radiation solaire

Le modèle de radiation utilisé pour déterminer la ressource solaire est intégré au logiciel open-source CitySim [29]. Ce dernier utilise le modèle de Perez All-Weather basé sur des mesures horaires de l'éclairement direct normal (du soleil) et diffus horizontal (du ciel) pour déterminer la distribution en luminance de la voûte céleste. Le diffus du ciel est discrétisé en 145 zones de Tregenza qui servent à la détermination de l'éclairement diffus des surfaces. L'éclairement direct, quant à lui, est déterminé par la visibilité des surfaces depuis la direction solaire. Une dernière étape est réalisée pour calculer les inter-réflexions de la lumière entre les différentes surfaces de façades, toits ou sols. Cette dernière étape est réalisée avec un algorithme de radiativité qui permet d'avoir des résultats intéressants en des temps de simulation records. La méthode est résumée dans la Figure 25.



diffuse calculation with 145 Tregenza patches



surface irradiance ( $W/(m^2 sr)$ )

Perez all-weather model  
 ⇒ sky radiance distribution  
 ⇒ ground radiance (considering albedo)  
 from **direct-normal** (lbn) and **diffuse-horizontal** irradiance (ldh).



sky and sun radiance ( $W/(m^2 sr)$ )



sky obstructions

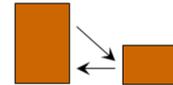


average radiance sky and ground

View Factor Calculation

Radiosity method for:

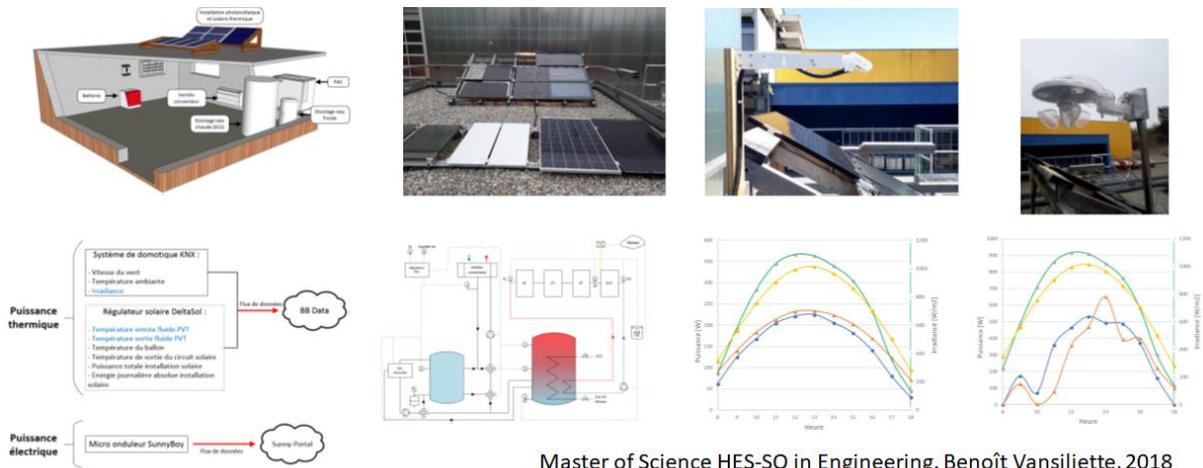
- Inter-reflections,
- Infra-red exchanges.



Lambertian surfaces  
 (no specular component).

Figure 25 Méthode de calcul de la radiation solaire pour simuler l'éclairage horaire

Le modèle de rayonnement a été validé par des mesures in-situ au sein du Smart Living Lab dans le cadre du travail de master HES-SO de Benoît Vansillette (Annexe 14). Une précision de l'ordre de 10% a été évaluée pour la production solaire photovoltaïque et thermique. De plus amples informations au sujet du modèle sont disponible dans [30].



Master of Science HES-SO in Engineering, Benoît Vansillette, 2018

Figure 26 Validation expérimentale du modèle de radiation solaire au Smart Living Lab (Fribourg)

### 7.1.3 Modèle de CAD

Deux modèles de CAD ont été utilisés pour simuler l'impact horaire de l'introduction du solaire thermique dans les réseaux CAD. Ces modèles ont été choisis en fonction des données disponibles et des caractéristiques des cas d'études.



### 7.1.3.1. Modèle Pandapipes

Le premier modèle utilise le module python **pandapipes**<sup>2</sup>, dérivé du module python pandas, largement utilisé dans le monde. Contrairement à d'autres outils disponibles, il cumule les avantages d'être libre de droits, et de se concentrer sur des systèmes multi-énergies quand il est couplé à son jumeau **pandapower**. La Figure 27 résume le fonctionnement de la simulation. Le modèle requiert deux entrées ;

- les données de chaufferie et de consommation pendant la période d'étude (puissance, débit en sous-station),
- les couches *geopackage* du réseau, comportant les coordonnées des sources/puits de chaleur ainsi qu'une représentation la plus précise possible du réseau de conduites.

A partir de cette représentation, l'outil crée un réseau numérique composé d'une conduite aller et une conduite retour pour chaque tronçon. Les consommateurs sont représentés par un échangeur de chaleur et une valve. Le réseau est ensuite simulé par itérations : à chacune de ces itérations, l'ouverture des vannes des consommateurs est corrigée jusqu'à atteindre la qualité de simulation définie par les critères de précisions que l'utilisateur aura préalablement définies. L'ouverture des vannes est une fonction linéaire de la consommation de chaleur dans ce modèle, une hypothèse qui a pu être validée dans le cas d'étude de Verbier (cf. Annexe 9).

Le débit du modèle est calculé par la fonction *pipeflow* de l'outil *pandapipes*. Cet outil construit une matrice système caractérisant chaque nœud et branche. Chaque ligne de la matrice représente une équation à résoudre, et le système est résolu par la méthode de Newton-Raphson. Cette méthode requiert des conditions initiales en puissance et débit, que l'utilisateur définit comme les valeurs nominales du système.

Le résultat est un vecteur de conditions thermo-hydrauliques dans chaque tronçon, chaque vanne et chaque échangeur de chaleur. La dernière étape a pour but de retranscrire les résultats obtenus dans un format qui puisse être utilisé via des outils de cartographie et de visualisation.

#### • Validation des modèles

La validation du modèle se fait en comparant les données simulées avec des mesures réelles de la température de retour du réseau. Le calcul de l'efficacité de Kling-Gupta, KGE (Kling-Gupta Efficiency) [31] est fait pour mesurer la qualité de modèles hydrauliques. Le détail du calcul est décrit ci-dessous, avec *KGE* l'indicateur d'efficacité du modèle,  $r_{ms}$  la corrélation linéaire,  $\sigma$  la déviation standard,  $\mu$  la valeur moyenne de la variable,  $m$  pour mesurer et  $s$  pour simuler.

$$KGE = 1 - \sqrt{(r_{ms} - 1)^2 + \left(\frac{\sigma_s}{\sigma_m} - 1\right)^2 + \left(\frac{\mu_s}{\mu_m} - 1\right)^2} \in ] - \infty, 1]$$

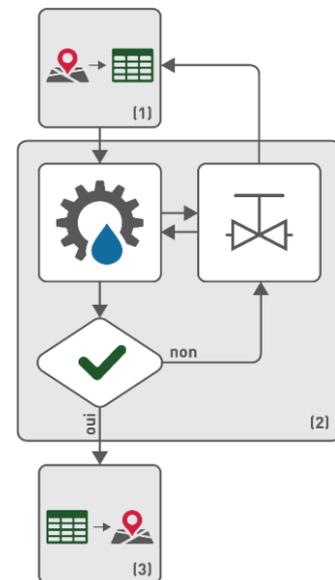


Figure 27: Logique de la simulation CAD - pandapipes.

<sup>2</sup> <https://pypi.org/project/pandaspipes/>



L'évaluation du modèle se fait selon l'échelle suivante :

- < 0.3 : Modèle pas acceptable
- 0.3-0.7 : Modèle acceptable
- > 0.7 : Bon modèle

### 7.1.3.2. Modèle Citysim

À travers le travail de Master en Physique à l'EPFL de Pierre Cognet au sein de kaemco (annexe 5), le logiciel de simulation urbaine CitySim a été amélioré pour simuler les réseaux de chauffage à distance bouclés. Son développement est initialement basé sur le travail de Dapeng Li, doctorant en échange à l'EPFL, qui avait intégré dans CitySim un modèle de simulation des réseaux ramifiés.

La structure de la représentation du réseau a été améliorée en la basant sur une représentation par graphe, avec des éléments clés pour les nœuds (jonctions de conduites, liaison entre conduite et sous-station et liaison entre conduite et centrale de chauffe) et pour les liens (conduites, sous-stations et centrales de chauffes (voir Figure 28).

- 
- Kirchhoff's loop rule  $\sum_{edge\ i\ in\ loop} \Delta p_{edge,i} = 0$
  - Graph representation with edges (pipes, substations, thermal stations) and nodes (pipe junctions, fitting between pipe and substation, etc)
  - Compute pressure loss  $\Delta p_{edge,i}$  [Pa] through every edge,  $\Delta p = f(\dot{m})$ .

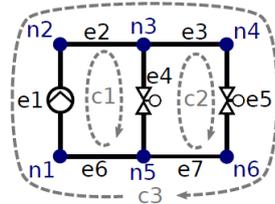


Figure 28: Représentation sous forme de graphe des réseaux bouclés avec de multiples centrales de chauffes

Les pertes de pressions sont déterminées pour les différents éléments du réseau que sont les conduites, les valves et les pompes à travers des équations standard détaillées dans l'annexe 5. La convergence hydraulique est assurée en imposant les lois de Kirchhoff sur les différentes boucles, et en convergeant vers une solution par la méthode Newton-Raphson (Figure 29)



- Fix valve positions  $K_v$  and pump rotational speed  $n$ .
- Unknown variables are mass flows through loops  $\vec{m}_{loop}$
- Impose Kirchhoff law by solving a system of equations

$$\vec{F}(\vec{m}_{loop}) := \mathbf{B} \cdot \varphi(\mathbf{B}^T \cdot \vec{m}_{loop}) = \vec{0} \quad (5)$$

- Iterate using Peter Deuffhard's NLEQ-RES Newton method (jacobian

$$J_{ij} = \frac{\partial F_i}{\partial \dot{m}_{loop,j}}$$

$$\vec{m}_{loop}^{t+1} = \vec{m}_{loop}^t - (\mathbf{J}^t)^{-1} \cdot \vec{F}(\vec{m}_{loop}^t) \quad (6)$$

- Should converge to the physical solution.

Figure 29 Convergence hydraulique pour la simulation du réseau bouclé

La convergence thermique est réalisée après la convergence hydraulique, et compte tenu du débit massique souhaité aux centrales de chauffes et de la différence de pression désirée aux sous-stations, le Kv des vannes et la vitesse de rotation des pompes est mise à jour. Les convergences hydrauliques et thermiques sont répétées en boucle jusqu'à stabilisation de la solution (voir Figure 30).

---

```

Initialize  $k = 0$ , notConverged=true
while  $k < k_{max}$  and notConverged do
    valves.updateKv()
    pumps.updateN()
    convergeHydraulic()
    convergeThermal()
     $\vec{e}_{rel} = \text{computeRelativeError}(\text{substations}, \text{thermalPowerPlants})$ 
    notConvergence = ( $\max_i e_{rel,i} \geq 0.02$ )
     $k = k + 1$ 
end

```

---

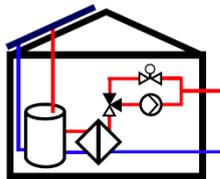
Figure 30 Algorithme pour la convergence globale des coefficients de flux des vannes Kv et des vitesses de rotation des pompes n

Dans l'objectif de pouvoir injecter de la chaleur solaire dans le réseau, les sous-stations ont été modélisées comme des prosommateurs capables d'injecter de la chaleur dans le réseau. Afin de pouvoir stocker la chaleur injectée sur le long terme, un modèle simple de stockage saisonnier parfaitement mélangé a été ajouté comme option aux centrales de chauffe. Ce stockage saisonnier, utilisé seulement dans le cas d'étude d'Yverdon-les-Bains n'est pas à mélanger avec le stockage journalier décrit dans le chapitre 7.1.4. Les sous-stations et le stockage saisonnier sont illustrés dans la Figure 31.



- Prosumer takes fluid of  $cp$  [ $\frac{J}{kg \cdot K}$ ] on return side at  $T_{ret}$  [K] and wants to inject the solar power received  $\dot{Q}_{sol}$  [W] at setpoint supply temperature  $T_{sup}$  [K]

$$\Rightarrow \dot{m}_{des} = \frac{\dot{Q}_{sol}}{(T_{sup} - T_{ret})c_p} \quad (9)$$



- When prosumers inject too much flow  $\rightarrow$  excess heat in network.
- Thermal stations store it in a seasonal storage.

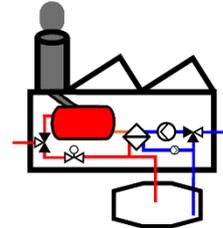


Figure 31 Une sous-station prosommatrice (gauche), et un stockage saisonnier parfaitement mélangé au niveau de la centrale de chauffe (droite)

#### 7.1.4 Modèle de stockage

Dans les cas d'étude de Marais-Rouge et de Verbier, l'énergie solaire est transmise au CAD via un stockage stratifié de forme cylindrique. Ce dernier est modélisé avec la librairie python OSEM [32]. La cuve est divisée en vingt couches. Les variations de température sont dues aux pertes, à la conduction entre chaque couche, la sortie ou l'entrée de débit aux différentes vannes et finalement à l'échange de fluide d'une couche à l'autre.

Le dimensionnement du volume du stockage se fait en étudiant l'excédent d'énergie produite durant l'été.

$$- \quad V = \frac{Q}{cp \cdot \Delta T \cdot \rho}$$

Avec  $V$  le volume en  $m^3$ ,  $Q$  l'énergie en joules,  $CP$  la capacité calorifique de l'eau en  $J/(kg \cdot K)$ ,  $\Delta T$  la différence de température en K et  $\rho$  la masse volumique de l'eau en  $kg/m^3$ .

Le but est d'avoir une production assez élevée pour subvenir aux besoins de consommation et donc pouvoir éteindre les centrales de chauffe. Le volume du stockage est ensuite obtenu en fonction de la durée souhaitée d'arrêt de la centrale de chauffe (période estivale). La température venant des panneaux solaires est considérée constante à  $95^\circ C$ . Les ports connectés aux capteurs sont à 80% de la hauteur pour le retour des panneaux et à 1% de la hauteur pour le départ. Les hauteurs des ports vers le CAD sont à 99% pour le départ et à 30% pour le retour CAD. La figure suivante illustre les proportions du stockage.

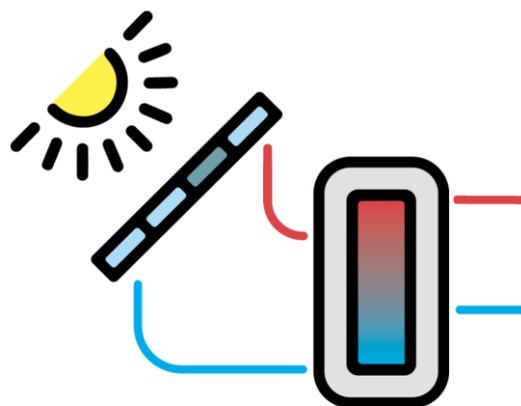


Figure 32: Positionnement des ports sur le stockage thermique



### 7.1.5 Modèle d'échangeur

Dans le but de faire le lien entre le stockage et la source, un modèle d'échangeur est utilisé. La librairie python permettant de faire ces calculs est la librairie d'OSEM qui se nomme « heat\_exchanger ». Elle se base sur un modèle NTU (nombre d'unité de transfert) qui est un modèle classique d'échangeur de chaleur.

### 7.1.6 Modèle de panneaux solaires thermiques

Le modèle de panneau solaire thermique est aussi repris de la librairie OSEM<sup>18</sup>. Le modèle prend les paramètres en donnée d'entrée suivants : l'irradiation globale (Gg), la surface (S), la température extérieure (Ta), le rendement ( $\eta_0$ ), le coefficient de déperdition thermique ( $a_1$ ), la dépendance du coefficient de déperdition en fonction de la température ( $a_2$ ), l'angle d'incidence (t) et la température d'entrée ( $T_{in}$ ) et de sortie ( $T_{out}$ ) des panneaux. Les constantes choisies sont identiques au chapitre 6.4 avec les valeurs suivantes :

- $\eta_0$ : 0.79
- $a_1$  : 2.90 W/(m<sup>2</sup>K)]
- $a_2$  : 0.0135 W/(m<sup>2</sup>K<sup>2</sup>)]

La puissance utile est alors calculée en utilisant la formule suivante :

$$Q = \eta_0 * K_g * G_g - a_1 * (T_m - T_a) - a_2 * (T_m - T_a)^2$$

Avec  $T_m$  la température moyenne entre l'entrée et la sortie du panneau et  $K_g$  le facteur d'angle global.

## 7.2. Méthodologie – Analyse économique

Cette section présente les indicateurs de performance économique qui ont été utilisés dans cette étude pour évaluer la rentabilité d'une installation de solaire thermique intégrée dans un réseau CAD. Les hypothèses de calculs et l'outil développé sont également introduits.

### 7.2.1 Méthode de calcul

Dans le cadre du projet, un outil de calcul du coût actualisé de la chaleur (*levelised cost of heat* en anglais, abrégé *LCOH*) a été développé. Le LCOH est une mesure du coût de production d'énergie thermique – dans le cas présent, il s'agit de chaleur produite par une installation solaire thermique. Il peut aussi être interprété comme le prix minimum moyen auquel la chaleur solaire doit être vendue pour atteindre un seuil minimum de rentabilité sur la durée de vie du projet.

Cet indicateur est donc utilisé pour comparer des technologies de production de chaleur : il prend en compte leur durée de vie, les différents coûts associés (investissement, opération, maintenance) après actualisation, et leur efficacité. L'accent a été mis dessus suite à la deuxième séance du groupe d'accompagnement (Chapitre 9.1), durant laquelle les opérateurs de chauffage à distance ont mentionné l'utiliser pour comparer différents coûts de revient des sources de chaleur dans leurs réseaux. L'utilisation du LCOH permet donc de prendre une décision rationnelle concernant l'investissement dans une centrale solaire.



La formule de calcul du LCOH est la suivante :

$$\text{LCOH} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{C_{\text{inv}} + C_{\text{O\&M}} + C_{\text{fuel}}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n Q}$$

Avec :

- $C_{\text{inv}}$  les coûts d'investissement durant l'année  $t$ , qui incluent les coûts d'investissement dans le champ solaire, les coûts terrain/toiture, les coûts de stockage d'énergie et raccordement associés (si pertinent) ;
- $C_{\text{O\&M}}$  les coûts d'opération et de maintenance durant l'année  $t$ , qui incluent, entre autres, les subsides cantonaux, les taxes associées et les possibles rétributions uniques (si pertinent) ;
- $C_{\text{fuel}}$  les dépenses durant l'année  $t$  liées à l'achat d'un carburant donné – nulles dans le cas du solaire thermique, non nulles pour des ressources telles que le bois ou le mazout ;
- $r$  le taux d'actualisation nominal, correspondant au coût moyen pondéré du capital (*weighted average cost of capital* en anglais, abrégé *WACC*) ;
- $Q$  la quantité de chaleur produite sur l'année  $t$  ;
- $t$  l'année en question et  $n$  la durée d'amortissement de l'installation en années.

Le LCOH s'exprime donc en CHF/MWh de chaleur produite – il est important d'utiliser cet indicateur de manière cohérente, avec les mêmes hypothèses de départ (définition du système d'étude, prise en compte des coûts externes et autres, actualisation des flux d'énergie) pour comparer différentes sources de production de chaleur.

## 7.2.2 Hypothèses

Les hypothèses listées ici correspondent aux paramètres de base, utilisés pour comparer les LCOHs dans les différents cas d'étude. Ces valeurs sont ensuite variées dans des analyses de sensibilité.

### 7.2.2.1. Paramètres financiers

Les paramètres financiers principaux de cette étude sont :

- La durée d'amortissement, fixée à 25 ans, basée sur le Task 54 de l'AIE [33];
- La méthode d'amortissement, choisie linéaire (le même montant est amorti, la valeur de l'installation est divisée par son nombre d'années de vie estimé) ;
- Le prix de l'électricité, supposé à, en moyenne, 0.2 CHF par kWh ;
- Le taux d'actualisation nominal (WACC), pris à 4.5%, égal au taux d'actualisation moyen estimé par l'Office Fédéral de l'Énergie.

### 7.2.2.2. Coûts d'investissement

Les coûts d'investissement obtenus en utilisant l'outil incluent le champ solaire clé en main, la location de toiture ou du terrain ainsi que le circuit solaire avec pompe, échangeur et stockage. Dans le cas où il y a plusieurs installations sur plusieurs toitures, ces coûts incluent également ceux des conduites solaires pour rapatrier la chaleur vers la centrale.

- Coûts d'investissement liés au champ solaire

Les coûts d'investissement dans un champ solaire sont calculés en se basant sur des courbes de tendances, dérivées de plusieurs offres ou estimations de fournisseurs/partenaires (SPF, LESBAT, Schüpfen). Ils comprennent les coûts du matériel du champ solaire (capteurs, accessoires de montage,



accessoires hydrauliques), les coûts du matériel du circuit de distribution (tuyauterie isolée, pompes et autres accessoires hydrauliques), la planification, l'installation et la mise en service. Ils ne comprennent pas la préparation du site en soi ou le stockage. La durée de vie du champ solaire est prise égale à celle de l'installation de solaire thermique, i.e. de 25 ans.

- Coûts d'investissement liés au terrain / toiture

Le coût du terrain est supposé nul, et le coût de la toiture est fixé à 1 CHF/m<sup>2</sup>/an, en se basant sur un exemple de contractualisation PV provenant de Swissolar.

- Coûts d'investissements liés au stockage

Les coûts de stockage, dans le cas où une unité de stockage (accumulation) thermique est implémentée, sont dérivés d'une offre faite par Jenni Energietechnik AG, fournisseur de systèmes et composants pour le chauffage renouvelable. Ils sont estimés directement à partir du volume nécessaire et comprennent les coûts du réservoir en soi, de l'isolation thermique et du montage.

- Coûts d'investissement liés à la conduite de raccordement au stockage

Les coûts de raccordement sont estimés en faisant les hypothèses suivantes : les conduites ont une longueur de 20 mètres, le fluide caloporteur circule à une vitesse d'1 m/s avec un différentiel de température avec la source chaude de 30 K.

#### 7.2.2.3. Coûts d'opération et maintenance

Les coûts d'opération et de maintenance correspondent aux coûts de maintenance et aux dépenses d'électricité pour les pompes solaires. Les coûts annuels de maintenance sont fixés, par défaut, à 1% du CAPEX pour toutes les unités installées.

#### 7.2.2.4. Subventions

Les subventions cantonales dépendent du canton d'implémentation – elles peuvent être allouées pour de nouvelles installations solaires thermiques ou pour l'extension d'installations existantes sur des bâtiments existants. Les montants octroyés sont généralement définis comme la somme d'un montant fixe auquel s'ajoute un montant qui dépend de la puissance installée. Les subventions fixes et variables sont, dans les calculs suivants, fixées à 1'200 CHF et 500 CHF/kW, et le total est fixé à un maximum de 30% par rapport à l'investissement pour le champ solaire. Ces contraintes sont plus strictes que dans certains cantons, comme celui de Vaud. Il faut toutefois noter que ces subventions restent hypothétiques, car il n'existe pas à l'heure actuelle de subventions en Suisse pour les grandes installations de solaire thermique sur CAD.

#### 7.2.2.5. Quantité de chaleur produite

La quantité de chaleur thermique produite est déterminée en faisant l'hypothèse que la totalité de la chaleur produite puisse être utilisée dans le réseau de CAD, sans tenir compte des aspects liés au niveau de température ou autres considérations techniques.



### 7.2.3 Processus de calcul

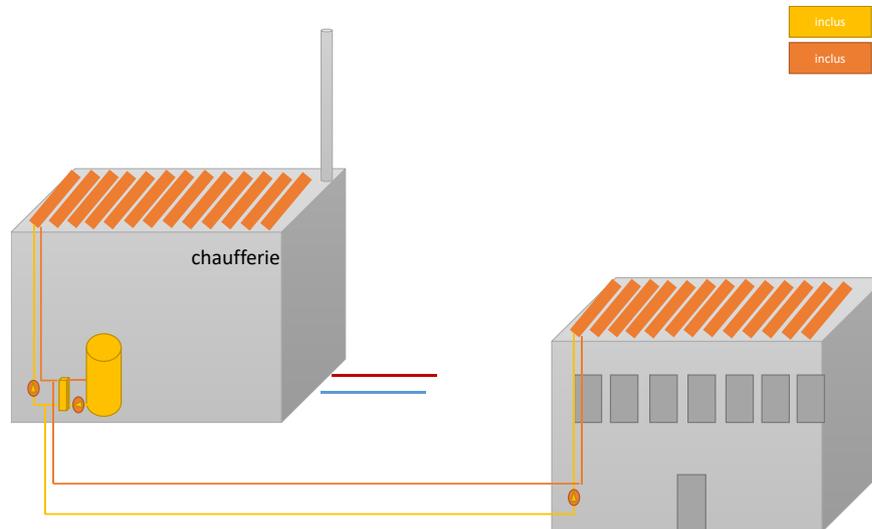


Figure 33 : Schéma d'un réseau CAD avec solaire thermique

#### 7.2.3.1. Paramètres d'entrée

Toutes les hypothèses susmentionnées peuvent être modifiées directement par l'utilisateur, avec ajustement des valeurs si nécessaire. Il est néanmoins essentiel de corriger, au *minimum*, la quantité de chaleur produite, qui provient de simulations dans les trois études de cas présentées dans les prochaines sections.

#### 7.2.3.2. Calcul du LCOH

Le calcul se fait avec les paramètres décrits dans la section précédente selon la norme SIA480, par actualisation des flux de trésorerie et en considérant que tous les investissements sont conduits à l'année 0.

## 7.3. Méthodologie - Analyse environnementale

Dans le cadre du projet, un outil de calcul d'indicateurs environnementaux a été développé : ces indicateurs sont soit relatifs aux consommations et économies d'énergie primaire soit aux impacts environnementaux (émissions locales ou sur le cycle de vie de l'installation). Le cas de base (réseaux de chauffage à distance actuels) est comparé au cas hypothétique où une installation de solaire thermique serait installée, avec les mêmes hypothèses que dans l'analyse économique.

La comparaison est établie sur la base d'1 kWh thermique produit.

En pratique, dans les quatre cas d'étude abordés, il n'y a pas de système basé intégralement sur un seul type d'énergie. Une substitution totale du bois-énergie n'est pas probable dans les réseaux étudiés. Nous analysons donc les bénéfices d'une couverture partielle (généralement entre 15% et 25%) de la production de chaleur avec du solaire thermique pour le cas de Marais-Rouge.

Pour comparer les différents scénarios, divers indicateurs de performances sont utilisés. Ces indicateurs sont courants pour comparer des technologies de conversion d'énergie, et sont listés ici :

- La *consommation d'énergie primaire* du réseau de chauffage à distance, c'est-à-dire avant la conversion de différentes ressources en chaleur, en prenant en compte l'efficacité des technologies de production de chaleur et les pertes du réseau ;



- La *proportion d'énergie renouvelable* dans la consommation d'énergie primaire du CAD ;
- La *demande cumulée d'énergie primaire* (*cumulative energy demand*, abrégé CED en anglais), qui prend en compte l'utilisation directe et indirecte d'énergie tout au long du cycle de vie de l'installation, en prenant en compte l'énergie utilisée durant les phases d'extraction, de fabrication et d'élimination des matières premières/auxiliaires ;
- Les *émissions directes (ou locales) de CO<sub>2</sub>* (directement sur site – Scope 1) qui sont donc nulles pour la chaleur solaire, mais non négligeables pour des systèmes de CAD avec gaz ou mazout;
- Les *émissions directes de CO<sub>2</sub> ajoutées aux émissions indirectes liées à la génération d'autres vecteurs énergétiques utilisés sur site* (Scope 2). Elles comprennent donc les émissions de CO<sub>2</sub> associées avec la production de l'électricité utilisée sur site pour l'opération des pompes solaires ;
- Les *émissions de gaz à effet de serre sur le cycle de vie de l'installation*, qui prennent donc en compte les émissions liées aux phases de fabrication du système et autres.
- Le coût d'abattement du CO<sub>2</sub>, qui correspond au coût d'intégration d'une technologie décarbonée par rapport aux émissions évitées.

La formule est la suivante :

$$\text{Coût d'abattement [CHF/kgCO}_2\text{]} = \frac{\text{LCOE}_2 - \text{LCOE}_1 \left[ \frac{\text{CHF}}{\text{MWh}} \right]}{e_2 - e_1 \left[ \frac{\text{kgCO}_2}{\text{MWh}} \right]}$$

Dans le paragraphe suivant, nous listons les hypothèses correspondant aux paramètres de base utilisés pour comparer les impacts environnementaux dans les différents cas d'étude. Ces paramètres comprennent les propriétés de chaque vecteur énergétique (pouvoir calorifique, part fossile, facteurs d'émission) et les impacts de chaque technologie de conversion d'énergie sur leur cycle de vie (GWP, CED, etc.). Les propriétés de chaque vecteur énergétique sont listées comme suit :

Vecteur énergétique	<u>Pouvoir calorifique</u>		<b>Part fossile</b>	<u>Facteurs d'émission</u>		
	MJ/kg	kWh/kg	%	kgCO <sub>2</sub> /kg	FE fossile + biogène kgCO <sub>2</sub> /MWh	FE fossile kgCO <sub>2</sub> /kg
Solaire thermique	-	-	-	-	-	-
Mazout	43.0	10.1	1	3.15	313.26	3.15
Gaz	47.3	13.1	1	2.67	203.21	2.67
Bois	14.4	4.0	0	1.32	330.00	0

Tableau 19: Propriétés des vecteurs énergétiques

Le calcul des émissions de CO<sub>2</sub> et de la consommation d'énergie primaire durant la phase d'opération dépend du rendement des technologies de conversion associées à chaque combustible (par exemple, le rendement d'une chaudière à gaz pour le gaz).

Les valeurs prises pour chaque technologie sont présentées dans le Tableau 3. Par convention, en suivant les méthodes de l'Agence internationale de l'Energie, l'énergie primaire correspond à l'énergie brute pour les combustibles fossiles et la biomasse (donc avant la technologie de conversion) et, pour les autres sources d'énergie (solaire), celle qui découle de la première transformation (la chaleur solaire



et l'électricité photovoltaïque sont notées comme énergie primaire, alors qu'elles sont des formes secondaires d'énergie).

Le facteur d'émissions de CO<sub>2</sub> lié à l'électricité est directement pris d'études sur le sujet pour les années 2015-2017 – c'est une valeur moyenne annuelle, qui, en réalité, dépend du mix énergétique suisse, et varie fortement d'un mois à l'autre dû à l'import d'électricité d'origine fossile en hiver.

Energie	Technologie	CO <sub>2</sub> (kgCO <sub>2</sub> /MWh <sub>th</sub> )		CED (MWh/MWh <sub>th</sub> )	
		Fossile	Biogénique	Fossile/nucléaire	Renouvelable
Solaire thermique	Collecteur solaire	0.00	0.00	0.00	1.00
Mazout	Chaudière	330	0.00	1.05	0.00
Gaz	Chaudière	214	0.00	1.05	0.00
Ordures	Chaudière	0.00	0.00	0.50	0.55
Bois	Chaudière	0.00	347	0.00	1.05
Electricité/Rés eau	PAC (hiver)	123	0.00	0.52	0.08
Electricité/PV	PAC (été)	0.00	0.00	0.00	1.00

Tableau 20: Impacts environnementaux spécifiques par technologie durant la phase d'opération

Les hypothèses sur les impacts type CED et GWP sont présentées comme suit :

Energie	Technologie	GWP (kgCO <sub>2</sub> /kW)		CED (MJ/kW)	
		GWP 100a	Fossile/nucléaire	Renouvelable	
Solaire thermique	Collecteur solaire	179.7	2120	352.5	
Mazout	Chaudière	13.2	175.76	30.1	
Gaz	Chaudière	13.2	175.76	30.1	
Ordures	Chaudière	2.6	850.4	130.5	
Bois	Chaudière	2.6	850.4	130.5	
	PAC	4.4	51.6	3.3	
Electricité/PV	PV	5.1	69.3	6.3	

Tableau 21: Impacts environnementaux spécifiques par technologie durant la phase de construction.

Les données présentées dans ce tableau sont issues de la base de données Ecoinvent [34], en faisant les hypothèses suivantes, suite au manque de certaines données :

- Le potentiel de réchauffement planétaire associé aux phases de construction, extraction des matériaux est supposé du même ordre de grandeur pour les chaudières à mazout et à gaz ;
- Quand possible, les données Ecoinvent sont choisies pour le cas suisse, ou, à défaut, se basent sur les statistiques dites mondiales ;
- Les impacts des phases de démontage et décharge ne sont pas disponibles pour la plupart des technologies mentionnées plus haut, et sont, en se basant sur des études sur le sujet, jugés négligeables en comparaison des impacts causés durant la phase de construction.



## 7.4. Cas d'étude – Marais-Rouge

### 7.4.1 Courte description du cas d'étude

Le réseau CAD "Les-Ponts-de-Martel" est entré en service en septembre 2007. Au départ, le réseau avait une longueur totale de 2.1 km et alimentait 32 bâtiments de la ville des Ponts-de-Martel (NE). Dix ans plus tard, près de 80 bâtiments sont connectés au CAD et la longueur totale du réseau est de 3.8 km. L'ensemble du système de chauffage urbain appartient à une coopérative appelée "Le Marais-rouge" et chaque consommateur (y compris les futurs consommateurs potentiels) du réseau peut faire partie de cette coopérative. Ce statut juridique particulier fait que le CAD des Ponts-de-Martel est un système différent de celui des entreprises de fourniture de chaleur. L'implication des consommateurs dans une coopérative facilite les mesures d'amélioration de l'efficacité énergétique, car ils en bénéficient directement : le prix de l'énergie consommée dépend de l'efficacité globale du réseau de chauffage urbain.

### 7.4.2 Radiation et toits disponibles

Avec pour objectif d'évaluer la ressource solaire disponible en injection dans le CAD existant du Marais-Rouge, une caractérisation horaire de l'irradiation solaire des bâtiments et des zones avoisinantes a été réalisée sur la base des résultats obtenus par le logiciel CitySim. Pour chaque cas d'étude, un modèle virtuel de l'ensemble des bâtiments connectés au CAD a été réalisé, ainsi que des bâtiments environnants faisant potentiellement de l'ombre sur ceux-ci. Ce modèle a été agrémenté avec les données du terrain et de l'horizon lointain. La Figure 34 présente la préparation du modèle pour Marais-Rouge.

Les données 3D du terrain provenant de swissALTI3D, ainsi que les données des bâtiments provenant de swissBUILDINGS 3D 2.0 ont été travaillées et ensuite contenues dans une base de données PostgreSQL. Un script python a été développé pour permettre de relier les informations contenues dans la base de données à un fichier XML natif pour le logiciel CitySim. Les données climatiques d'une année typique TMY ont été extraites de Meteonorm (Fichier CLI dans la Figure 34), de même que les données de l'horizon correspondant au centre de Verbier (Fichier HOR dans la Figure 34). Le fichier DXF a été ensuite importé dans CitySim Pro qui attribue des paramètres physiques par défaut aux éléments de la scène (bâtiments et sols). Le modèle CitySim a été sauvé dans son format natif XML, qui a permis de modifier les valeurs par défaut pour les faire correspondre au cas d'étude. Ainsi, par exemple, les réflectances des surfaces ont été choisies en fonction de leur type pour caractériser au mieux les couleurs des toits, des façades et des sols. Cette méthodologie a permis de générer des fichiers de résultats contenant les éclaircissements horaires de toutes les façades, toits et sols de Marais-Rouge.

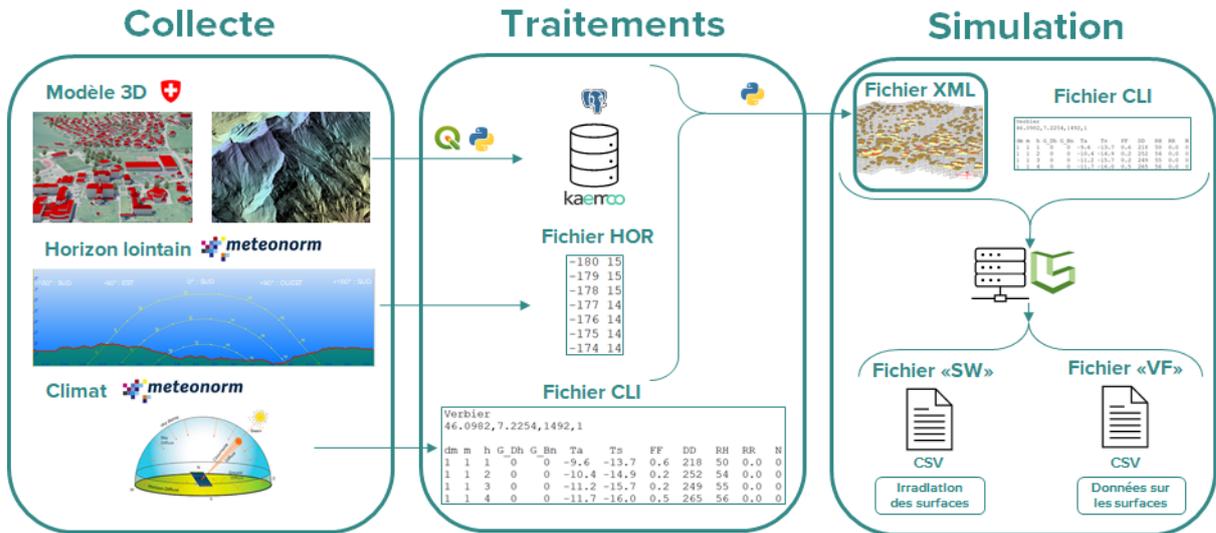


Figure 34 Méthodologie adoptée pour simuler l'éclairage horaire à Marais-Rouge

Les fichiers de résultats sont très volumineux et donc pas gérables avec un tableur usuel. Tous les résultats ainsi que les informations 3D des surfaces sont enregistrés dans une base de données, ce qui permet de visualiser les résultats dans QGIS et d'identifier efficacement les résultats par zone d'intérêt. Plus de détails se trouvent dans l'annexe 4

#### 7.4.3 Etude de faisabilité

Une analyse des caractéristiques du CAD « Les-Ponts-de-Martel » a été menée pour déterminer si ce dernier est hélio-compatible. Les trois familles de critères ont été analysées.

Les caractéristiques du CAD « Les-Ponts-de-Martel » sont globalement favorables pour un système solaire. La densité énergétique du réseau est modérée (1.53 MWh/m linéaire/an) et les pertes de chaleur annuelles sur le CAD sont faibles (13%) dû à la faible température de retour résultante de l'optimisation du fonctionnement des sous-stations du côté du consommateur. Ceci est possible grâce à la forme juridique en société coopérative de l'exploitant qui facilite l'accès aux installations chez le consommateur et assure de maximiser les performances du réseau afin que la chaleur délivrée par ce dernier soit la plus compétitive possible. La demande de chaleur estivale ainsi que les niveaux de température à cette même période permettent d'envisager de bonnes performances du système solaire.



<b>Caractéristiques du CAD et preneurs</b>	
<b>Critère 1 - Densité de demande linéaire et perte de distribution</b>	
Pourcentage des pertes de chaleur annuelle	13%
Densité énergétique [MWh/km linéaire/an]	1.53
<b>Critère 2 - Demande de chaleur mensuelle</b>	
Consommation mensuelle minimale du CAD en été [MWh/mois]	78
Surface min. de bâtiments d'habitation connectée [m <sup>2</sup> ]	Aucune donnée
<b>Critère 3 - Température de distribution (aller et retour)</b>	
Température aller estivale	71
Différence de température aller/retour	17

Tableau 22. Critères et résultats sur l'hélio-compatibilité du CAD « Les-Ponts-de-Martel » concernant ses caractéristiques

La technologie actuellement utilisée pour produire la chaleur pour le CAD peut favorablement se combiner avec un système solaire. En saison estivale, ce sont les chaudières à plaquettes forestières qui sont utilisées sur le CAD « Les-Ponts-de-Martel ». Un appoint mazout sert à pallier les demandes pics et peut également remplacer les chaudières biomasse en cas de défaillance de ces dernières. Un système solaire de grande taille associé à un stockage permettrait de répondre à la totalité de la demande durant la saison estivale et ainsi mettre en arrêt la totalité des producteurs de chaleur actuellement utilisés.

<b>Technologie de chaufferie actuelle</b>	
<b>Critère 1 - Type de producteur de chaleur</b>	
Technologie de chaufferie en période estivale	Bois (plaquette forestière)
<b>Critère 2 - Coût de production de chaleur et structure de coût</b>	
Coût opérationnel de la chaleur	Aucune donnée

Tableau 23. Critères et résultats sur l'hélio-compatibilité du CAD « Les-Ponts-de-Martel » concernant sa technologie de chaufferie

Les premières discussions avec les exploitants du CAD « Les-Ponts-de-Martel » et après une première visite sur le site de la chaufferie, de grandes surfaces en toiture et au sol ont été identifiées pour l'installation du système solaire. De plus la ressource solaire sur site est de 1'219 kWh/m<sup>2</sup>/an sur un plan horizontal et de 1'311 kWh/m<sup>2</sup>/an sur un plan plein sud incliné à 45°, ce qui laisse envisager un productible solaire suffisamment intéressant pour être compétitif.



Potentiel solaire du site	
<b>Critère 1 – Ressource solaire</b>	
Ressource solaire spécifique sur le plan des capteurs [kWh/m <sup>2</sup> /an] (plan des capteurs considéré plein sud incliné à 45°)	1'311 kWh/m <sup>2</sup> /an
<b>Critère 2 – Surface disponible</b>	
Surface disponible pour le champ solaire [m <sup>2</sup> ]	Terrain ≈ 15'000 m <sup>2</sup> Toiture ≈ 600 m <sup>2</sup>

Tableau 24. Critères et résultats sur l'hélio-compatibilité du CAD « Les-Ponts-de-Martel » concernant le potentiel solaire du site

Le CAD « Les-Ponts-de-Martel » répond favorablement à la totalité des critères définis pour identifier l'hélio-compatibilité d'un CAD. Ce CAD est donc un cas d'étude intéressant pour analyser l'impact de l'intégration d'un système solaire thermique comme source de chaleur.

### Identification des surfaces

En proximité immédiate de la chaufferie, les surfaces les plus intéressantes sont 2 toitures inclinées de 380m<sup>2</sup> et 240m<sup>2</sup> et des terrains agricoles en grandes quantités (10 000 m<sup>2</sup>, 5500 m<sup>2</sup> et 5400 m<sup>2</sup>) comme le montre la Figure 35.



Figure 35: vue aérienne des surfaces retenues pour le cas d'étude des Marais-Rouge (source : map.geo.admin.ch)



Le Tableau 25 récapitule les différentes surfaces identifiées. Les surfaces brutes ainsi que les surfaces solarisables y sont présentées et montrent la suffisance de surface au sol pour couvrir les exigences des 2 scénarii présentés.

Dénomination	Surface brute	Surface solarisable	Inclinaison	Orientation
Terrain 1	10'000 m <sup>2</sup>	4'000 m <sup>2</sup>	30°	0° S
Terrain 2	5'500 m <sup>2</sup>	2'200 m <sup>2</sup>	30°	0° S
Terrain 3	5'400 m <sup>2</sup>	2'160 m <sup>2</sup>	30°	0° S
Toiture 1	240 m <sup>2</sup>	145 m <sup>2</sup>	17°	22° S-O
Toiture 2	380 m <sup>2</sup>	228 m <sup>2</sup>	13°	68° S-E

Tableau 25: récapitulatif des surfaces solarisables identifiées pour le cas d'étude des Marais-Rouge

Les toits ne seront pas considérés, car ils sont relativement petits par rapport à la surface disponible au sol. De plus, les coûts d'investissement pour plusieurs petites surfaces sont moins intéressants que pour une grande surface au sol.

#### Prédimensionnement des scénarios

Un premier dimensionnement suivant différentes fractions solaires visées (15%, 30%) est effectué afin de donner des ordres de grandeur et orienter les travaux de simulation. Les résultats sont présentés à la Figure 36. Il est donc recherché environ 1500 m<sup>2</sup> et 3333 m<sup>2</sup> afin de couvrir respectivement 15% et 30% des besoins de chaleur du CAD des Marais-Rouge. Les clés de dimensionnement sont présentées dans l'annexe 10.

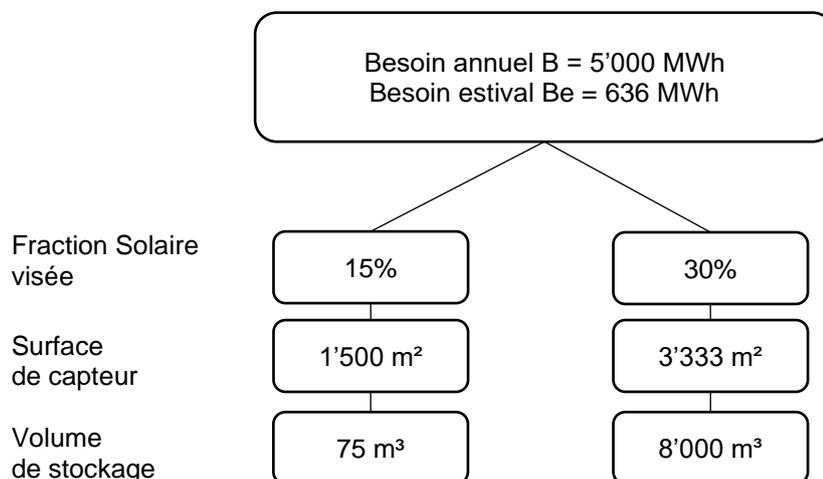


Figure 36: Pré-dimensionnement des scénarii d'intégration du solaire thermique dans le CAD des Marais-rouge

#### 7.4.4 Validation du modèle de CAD

Maintenant qu'il a été montré qu'il est faisable d'intégrer du solaire thermique dans le CAD des Marais-Rouge, les impacts de cette intégration vont être explorés plus en détail. Pour cela, un modèle de ce CAD va être développé et permettra d'analyser les impacts du solaire thermique sur le fonctionnement du CAD.

Afin de réaliser les simulations, un certain nombre de données étaient à disposition. Il s'agissait pour ce cas d'étude des puissances horaire à chaque sous-station, température de départ et d'arrivée ainsi que du débit à la source. Certaines informations de débits aux sous-stations étaient disponibles, mais pas chez tous les consommateurs en même temps.



La simulation du CAD a été effectuée avec le modèle PandaPipes. Les Figure 37 et Figure 38 présentent les mesures ainsi que les simulations des températures de retour du CAD lors de deux semaines types en été et en hiver. Le KGE global du CAD sur toute l'année vaut 0.44, ce qui équivaut à un modèle acceptable selon l'échelle définie. Sur les deux semaines types et en général, on voit que le modèle permet de retrouver la même dynamique que les mesures. Les pics de chaleur sont cependant trop extrêmes en hiver. En effet, ils dévient de 12 °C par rapport aux mesures et semblent aussi décalés temporairement. Le niveau de température en été est cependant précis et ne dévie que de quelques degrés entre 3 °C et 5°C maximum.

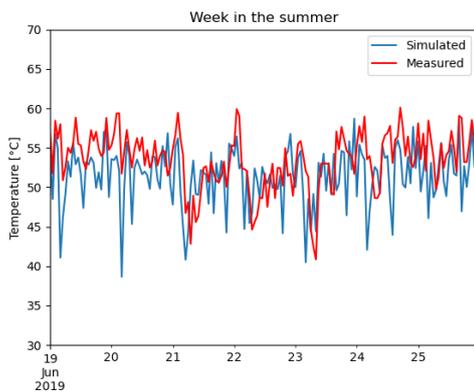


Figure 37: Simulation et mesures du Marais-Rouge en été

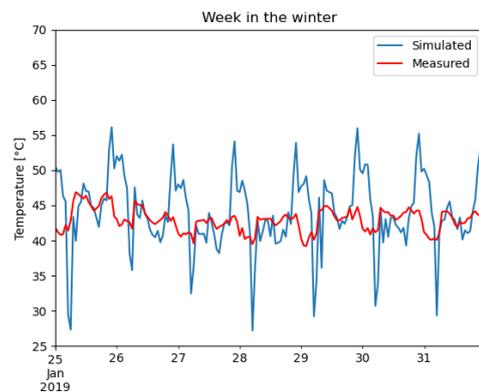


Figure 38: Simulation et mesures du Marais-Rouge en hiver

#### 7.4.5 Scénarios choisis pour le stockage et les panneaux solaires

Le scénario choisi a pour but d'éteindre la chaudière durant l'été pour pouvoir effectuer l'entretien de celle-ci et surtout d'éviter de les faire tourner à moindre régime, avec un mauvais rendement. La sélection de la surface est faite grâce aux observations du chapitre 7.4.3. En effet, le village des Ponts-de-Martel est entouré de surfaces agricoles relativement plates. La surface au sol utilisée pour le scénario (permettant d'installer 1'800 m<sup>2</sup> de capteur) est de 6'000 m<sup>2</sup>, ce qui correspond un peu près à 23% des surfaces disponibles identifiées. Cela correspond au minimum nécessaire pour produire assez de chaleur en été pour satisfaire la demande. La Figure 39 illustre la production modélisée et la consommation. Il est donc possible de produire un peu plus de 10% (environ 600 MWh) de la consommation totale et surtout de satisfaire la consommation en été. Le stockage du surplus de chaleur produit en été dans la simulation nécessite un bassin de 484 m<sup>3</sup>, ce qui sera utilisé pour les simulations du chapitre suivant.

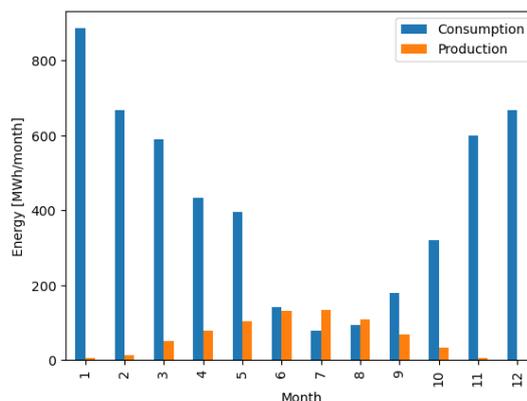


Figure 39: Production et consommation du scénario « extinction estivale des chaudières » du CAD de MR



#### 7.4.6 Résultats de la modélisation horaire

Dans le scénario choisi, le stockage n'est pas utilisé pour alimenter le CAD avant que la température de la première couche du réservoir ait atteint 90°C ou que la période estivale ne soit en cours (dans ce cas les mois de juillet et août). Le stockage fournit 100% des besoins de chaleur durant la période estivale et 30% des besoins par la suite, jusqu'à ce que la température de la première couche descende en dessous de 80°C. La courbe de température de la couche de laquelle l'énergie est puisée pour alimenter le CAD est visible ci-après (Figure 40).

On peut voir que le stockage n'atteint pas de températures inférieures à 80°C durant l'année étudiée. Ce qui assure une température de départ CAD suffisante. Selon nos simulations, les installations prévues sont donc suffisantes pour assurer un bon fonctionnement du CAD avec un été 100% solaire.

Toutefois, ces premières simulations ont été effectuées avec la radiation estivale mesurée et tiennent compte des variations météorologiques moyennes sur la période 1990/2010. Afin de compléter l'étude, une année avec une météorologie très défavorable à la production solaire a été simulée. Dans ce cas, l'irradiation solaire maximale est limitée à la plus basse irradiation journalière en juillet 2019 (puissance maximale de 300 W/m<sup>2</sup>). Ce scénario permet d'analyser le modèle dans le pire cas possible. Il n'est toutefois pas réaliste, car il sous-entend un été sans aucun jour ensoleillé.

La dynamique du stockage avec cette hypothèse est visible sur la Figure 41. On observe alors que le système ne serait pas capable de fournir une température de départ du stockage supérieure à 80°C durant le début du mois de juillet. La question est de savoir quel impact cette basse température aura sur la température de départ du CAD. Pour répondre à cette question, il est nécessaire d'approcher la température de départ, c'est-à-dire, simuler l'échange entre le stockage et le CAD. Un modèle d'échangeur a été utilisé pour calculer les températures d'entrée dans le réseau. Ses caractéristiques sont les suivantes :

- U : 850 W/m<sup>2</sup>K
- A : 99 m<sup>2</sup>

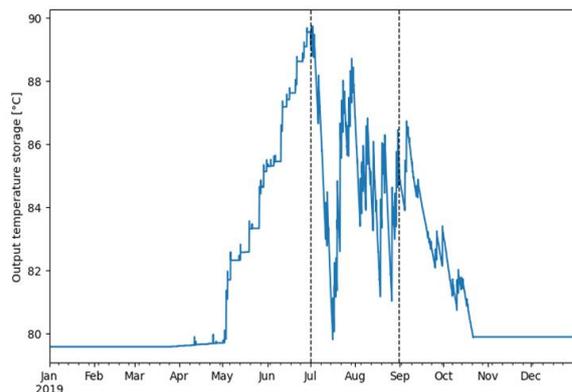


Figure 40: Température de départ du stockage du CAD MR avec une production solaire standard.

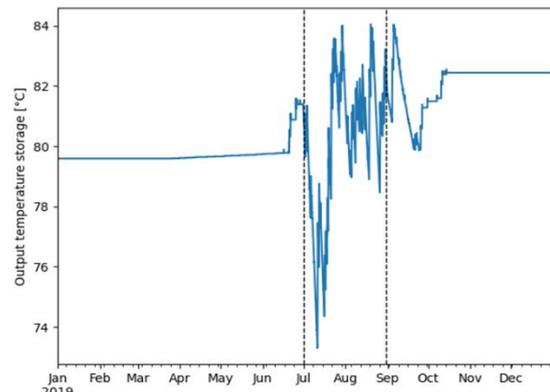


Figure 41: Température de départ du stockage du CAD MR avec mauvais temps

La comparaison entre la température de départ réelle et celle obtenue via les simulations est présentée sur la Figure 42. Les résultats montrent que le stockage devrait suffire à fournir la température habituelle (en bleu) durant l'été, vu que la simulation (en orange) est toujours plus élevée. Ainsi un mauvais temps constant entre le 1<sup>er</sup> juillet au 31 août permettrait de faire fonctionner le CAD acceptablement avec un stockage de 484 m<sup>3</sup>.

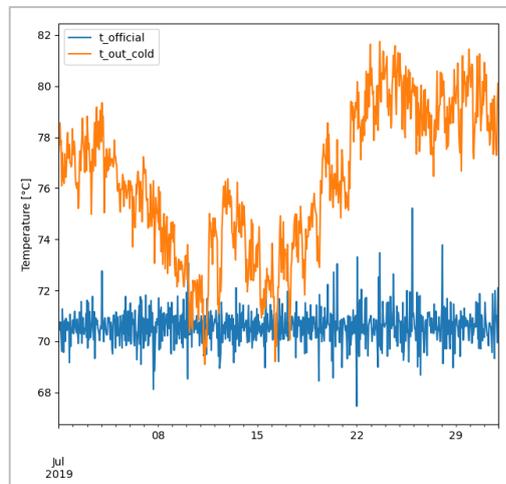


Figure 42: Comparaison des températures de départ CAD réelle et température de départ CAD avec stockage

Afin de pousser le système dans ses limites, une période estivale plus large a été simulée. La période estivale initiale étant du 1<sup>er</sup> juillet au 31 août, la nouvelle période simulée est du 1<sup>er</sup> juin au 31 août. La courbe de la température de la couche supérieure est visible sur la Figure 43.

La comparaison entre la température de départ CAD réelle et simulée de la nouvelle période estivale est visible sur la Figure 44. La comparaison entre la température de départ CAD réelle et simulée de la nouvelle période estivale est visible sur la Figure 44. Durant le premier mois de la période estivale, la température de départ du CAD serait plus basse que les températures mesurées. L'écart maximal serait d'environ 8 °C. Cette période est donc problématique puisqu'il ne serait alors plus possible de fournir les demandes en chaleur. Une analyse sur le début du mois de juin est donc effectuée afin d'évaluer l'impact de ce changement de température. La Figure 44 montre que la température de départ serait plus basse que la température actuelle durant le début de mois de juin. Cette période pourrait être problématique et est donc simulée à l'échelle du réseau pour définir l'ampleur du potentiel manque.

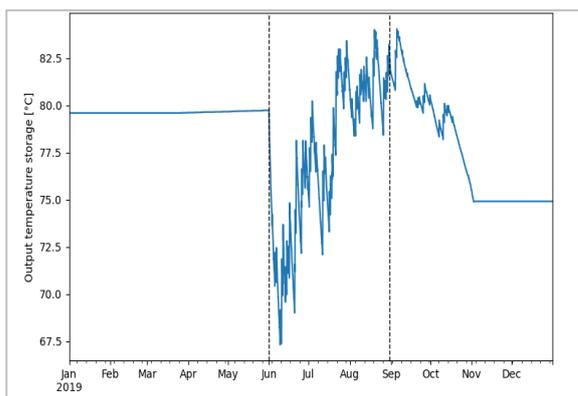


Figure 43: Températures de la 1<sup>re</sup> couche du stockage du CAD de MR simulées avec une période estivale étendue.

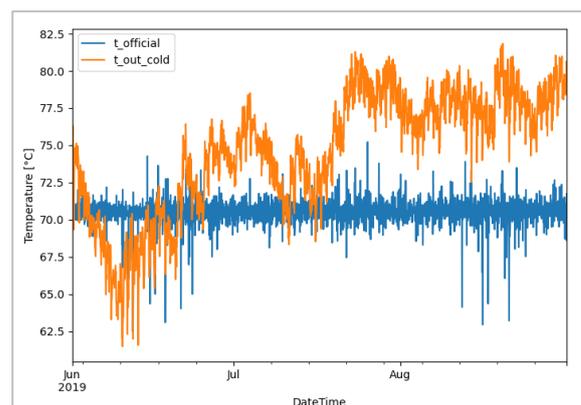


Figure 44: Comparaison entre la température de départ CAD réelle et simulée pour le réseau des Marais-Rouge scénario mauvaise météo et période estivale étendue

L'intérêt de la simulation par mauvais temps est de voir quelles sont les limites de l'installation. L'idée était de voir quel serait l'impact chez le consommateur si aucun travail de régulation en fonction de la météo était fait en cas de mauvaise année. La démarche a été de comparer la température d'arrivée chez le consommateur entre une température de départ actuelle et une température de départ solaire



avec une mauvaise année. Cette comparaison est visible sur la Figure 45. La Figure 42 montre les températures à l'entrée des échangeurs sur la période du 1<sup>er</sup> au 9 Juin pour chaque consommateur.

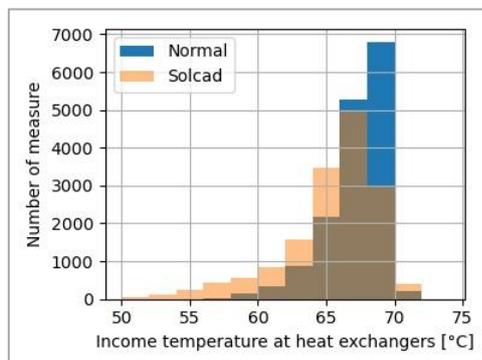


Figure 45: Comparaison des températures d'arrivées aux échangeurs entre le scénario actuel et SolCad avec mauvaise météo entre le 1<sup>er</sup> et le 9 juin.

La Figure 45 montre la répartition des températures entre les deux simulations durant la période étudiée. On observe une distribution de température plus froide sur le modèle Solcad avec mauvaise météo. Celle-ci est due à la réduction de la température de départ du CAD. Le niveau de température pose un problème pour certains pas de temps. En effet, une température inférieure à 60°C chez le consommateur pourrait ne pas convenir pas, car elle est insuffisante pour la production d'ECS et des montées en températures dans les ballons d'eau chaude. La solution dans ce cas aurait été d'attendre encore quelques semaines avant de puiser de l'énergie dans le stockage afin qu'il puisse monter encore plus en température comme c'était le cas lors des autres simulations (Figure 40 et Figure 41). Ainsi, bien que le système ne serait pas capable de gérer une radiation faible continue entre 1<sup>er</sup> juin et le 1<sup>er</sup> août, l'impact de cette faible production thermique serait un arrêt plus tardif de la chaudière et non une répétition des cycles d'allumage, ce qui est un impact acceptable surtout étant donné le côté extrême du scénario analysé.

Nous pouvons donc en conclure qu'il est possible d'éteindre la chaudière en été. Nous allons maintenant analyser l'impact environnemental et économique de l'intégration du solaire thermique dans le cas du CAD de Marais-Rouge.

#### 7.4.7 Analyse économique

Le réseau de CAD de Marais-Rouge est basé à plus de 99% sur le bois-énergie, un appoint en mazout étant nécessaire uniquement pour les pointes. La consommation de chaleur du CAD s'élève à environ **5.8 GWh/an**, avec des pertes de distribution d'environ **0.8 GWh/an (13%)**.

Les besoins estivaux peuvent être couverts en grande partie en visant une couverture de solaire thermique de 15%, ce qui permettrait, en théorie, la substitution presque totale du mazout consommé en été, et partiellement de bois. Dans un premier temps, la production solaire visée est donc de **750 MWh/an (quantité de chaleur injectée dans le CAD) avec 1500 m<sup>2</sup> de surface de capteurs** et un volume de stockage nécessaire estimé à **75 m<sup>3</sup>**. Ce volume de stockage est plus bas que le volume prévu par la modélisation horaire, car il n'a pas vocation à permettre un arrêt complet de la centrale en été. Ces estimations sont préliminaires et dérivent d'une étude sur le solaire thermique, et ne considèrent pas en détail les profils journaliers de production et demande de chaleur.

Dans un second temps, en se basant sur les simulations plus fines (présentée en Annexe 11) des profils de demande et production, il est calculé qu'une couverture solaire de 15%, avec un stockage conçu



pour couvrir 7 jours de consommation en été, est atteignable avec une surface de champ solaire de 1500 m<sup>2</sup> et un volume de stockage de **1000 m<sup>3</sup>**. Ce volume est une valeur limite calculée sur la consommation sans tenir compte de la productivité du champ solaire qui n'est pas nulle, même par mauvais temps (cf. Chapitre 7.4.6). En revanche, un volume de stockage de **75 m<sup>3</sup>** pour une surface de 1500 m<sup>2</sup> ne permet d'atteindre une couverture solaire que de **11%**.

Au vu des caractéristiques d'irradiation, une surface de capteurs de 1500 m<sup>2</sup> n'est possible qu'en exploitant des terrains aux alentours au vu du manque de toitures. Le seuil de rentabilité peut être estimé en comparant avec le LCOH du bois-énergie, principale source de chaleur pour ce réseau. Dans ce cas, le coût de revient actuel de la chaleur calculée par l'exploitant pour 2019-2020 est de 87 CHF/MWh.

#### 7.4.7.1. Résultats

Dans le contexte actuel, sans subvention fédérale ou cantonale, l'implémentation du solaire thermique ne se révèle pas viable économiquement – cela est dû, d'une part, aux coûts d'investissement élevés, et, d'autre part, à la forte proportion de bois-énergie dans la consommation du CAD. Cette ressource n'est en effet pas sujette à des certificats CO<sub>2</sub> (émissions biogéniques) et à un faible coût.

Le LCOH dans le cas de base s'élève à **96 CHF/MWh** (sans subventions) pour un investissement total de près d'1 MCHF (répartis à 91% pour le champ solaire, 7% pour le stockage et 2% pour les conduites). La valeur ajoutée nette est négative, ce qui signifie que le projet n'est pas suffisamment rentable, le taux de rentabilité interne est à environ **3.5%**, pour un temps de retour (*payback time* en anglais) de **17 ans**.

Il est, en utilisant les résultats des analyses de profils plus fines, de **147 CHF/MWh** (sans subventions) pour une surface de capteurs de 1500 m<sup>2</sup> et un volume de stockage de 1000 m<sup>3</sup>, et de **132 CHF/MWh** (sans subventions) pour une surface de capteurs de 1500 m<sup>2</sup> et un volume de stockage de 75 m<sup>3</sup>. Les coûts d'investissement dans le champ solaire restent sensiblement similaires, mais le coût du stockage augmente de 50'000 CHF à près de 550'000 CHF. Ces augmentations de près de 50% du LCOH et des coûts d'investissement démontrent l'importance de faire des analyses plus fines des profils de demande et stockage.

Atteindre une VAN positive est possible dans les situations suivantes (indépendamment les unes des autres) – les résultats suivants sont dérivés pour une surface de capteurs de 1500 m<sup>2</sup> et un volume de stockage de 75 m<sup>3</sup> :

- Dans le cas d'une diminution des coûts d'investissement, la valeur limite pour que le projet soit rentable (VAN positive) est d'environ **570 CHF/m<sup>2</sup>** ;
- Avec une subvention cantonale, en la fixant à un forfait de 1200 CHF (fixe) et 500 CHF/kW installé (variable), et une limite de 30% du coût total de l'installation, le projet est rentable pour les coûts d'investissement actuels. Le LCOH diminue de 96 CHF/MWh à **72 CHF/MWh (25% de réduction)**, pour un TRI de 6.8% et un délai de récupération de 12 ans au lieu de 17.
- Une subvention fédérale correspondant à 30% de subvention à l'investissement a le même effet financier qu'une subvention cantonale telle que présentée ci-dessus. Les projets sont en effet de taille significative – et une subvention allouée par le canton atteindrait également ce plafond de 30%.
- Une augmentation du coût de revient actuel du CAD, par exemple de 87 CHF/MWh à 100 CHF/MWh, causée par un prix plus élevé du bois-énergie ou par un usage plus important des ressources d'appoint, favorise également le développement du solaire thermique. Sans aucune subvention, la VAN du projet devient positive pour le cas de base (600 CHF/m<sup>2</sup>



d'investissement spécifique du champ solaire, pour ce cas d'étude) et le temps de retour est réduit de 2 ans.

- Enfin, si le coût de revient actuel ne change pas, la combinaison d'une subvention cantonale avec des certificats de compensation CO<sub>2</sub> à 100 CHF/tCO<sub>2</sub> sur une durée de 7 ans semble prometteuse au premier abord. L'ajout du certificat CO<sub>2</sub> n'a cependant qu'un effet limité sur la VAN, le TRI et le temps de retour dans ce cas présent, dû à la faible proportion de sources d'énergie carbonées (1%) : la VAN est plus élevée de 5%, le TRI de 0.15% absolu et le temps de retour reste sensiblement le même.

#### 7.4.7.2. Analyses de sensibilité sur les tailles de stockage et surfaces de capteurs

Une analyse de sensibilité sur les surfaces de champs solaires et les volumes de stockage a été conduite, en faisant varier la surface de capteurs par pas de 500 m<sup>2</sup>, et en considérant des ratios volume de stockage/surface de capteurs de 0,05 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>, 0,5 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> et 1 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>. Des ratios plus élevés sont possibles, mais les gains en couverture solaire sont minimes (moins de 1% absolu en couverture solaire, avec une augmentation du LCOH de plus de 20 CHF/MWh). La production solaire dépend directement de la surface de capteurs et du volume de stockage installé, mais les relations entre ces paramètres ne sont pas linéaires et dépendent des profils d'ensoleillement et de demande. Elle est donc calculée à partir de simulations TRNSYS présentées en annexe 11. Les résultats des calculs économiques des différents dimensionnements étudiés sont présentés dans le Tableau 26.

Cas	Surface de capteurs (m <sup>2</sup> )	Volume de stockage (m <sup>3</sup> )	Couverture solaire	Productivité solaire spécifique (kWh/m <sup>2</sup> /an)	Production solaire (MWh/an)	Investissement total (kCHF)	LCOH (CHF/MWh)
1 (pré-étude)	1500	75		-	750	970	96
2	1500	75	13.8%	535	803	970	91
3	1500	375	15.5%	601	901	1128	94
4	1500	750	15.7%	610	915	1330	112
5	2000	100	16.8%	490	980	1215	94
6	2000	500	19.4%	565	1130	1430	95
7	2000	1000	19.8%	577	1154	1700	112
8	2000	2000	20.3%	590	1180	2250	144
9	2500	125	19.3%	450	1125	1450	97
10	2500	625	22.2%	518	1296	1727	100
11	2500	1250	23.2%	540	1350	2065	115
12	2500	2500	24.0%	560	1400	2750	150
13	3000	150	21.6%	420	1260	1700	102
14	3000	750	24.7%	479	1440	2010	105
15	3000	1500	25.8%	501	1500	2415	124
16	3000	3000	27.0%	524	1570	3220	157
17	3500	175	23.5%	390	1370	1910	104
18	3500	875	26.7%	445	1560	2290	110
19	3500	1750	27.8%	463	1620	2760	129
20	3500	3500	29.1%	484	1695	3700	166

Tableau 26 : Analyse de sensibilité sur les volumes de stockage et surfaces de capteurs



Nous constatons que le LCOH est minimum pour une faible surface de capteurs (1500 m<sup>2</sup>) et un faible volume de stockage (75 m<sup>3</sup>). La couverture solaire maximum est atteinte pour une grande surface de capteurs (3000 m<sup>2</sup>) et un grand volume de stockage (3000 m<sup>3</sup>). De manière générale, nous notons que:

- Même si l'augmentation du volume de stockage permet une meilleure couverture solaire, les gains en production de chaleur sont compensés par les dépenses d'investissement sensiblement plus élevées pour l'achat d'un stockage de plus grande taille, et des stockages de faible taille sont préférables si l'objectif est de diminuer les investissements et le coût de production de la chaleur thermique ;
- Pour des champs plus grands (> 2000 m<sup>2</sup>), l'augmentation du stockage nécessite un stockage sur plusieurs semaines/mois, car les besoins estivaux sont entièrement couverts. Néanmoins, les pertes de chaleur plus élevées dues à du stockage saisonnier résultent en une diminution de la productivité spécifique de chaleur du champ (kWh par m<sup>2</sup>), ce qui pèjore le LCOH du solaire thermique.
- En théorie, un bon compromis entre un coût de production de chaleur faible (LCOH) et une couverture solaire élevée est le cas d'une surface de capteurs de 3000 m<sup>2</sup> et un volume de stockage de 150 m<sup>3</sup> – le gain en couverture solaire est significatif (8%+ absolu, 56%+ relatif) et le LCOH est de seulement 12% plus élevé par rapport au coût de base. Ces cas sont néanmoins problématiques d'un point de vue technique, car la faible taille du stockage résulte en des problèmes de surchauffe et un nombre élevé de redémarrages des chaudières à bois.
- Les cas les plus prometteurs semblent donc être (i) une surface de capteurs de 3000 m<sup>2</sup>/stockage de 750 m<sup>3</sup> et (ii) une surface de capteurs de 3500 m<sup>2</sup>/stockage de 875 m<sup>3</sup>, car ils offrent une couverture solaire élevée (> 20%) pour des LCOH d'environ 100-110 CHF/MWh, sans subventions. Il est intéressant de noter que ce sont tous des cas avec un ratio volume/surface de 0.25 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>.

La comparaison graphique des différents cas illustre que des cas intermédiaires avec un ratio volume de stockage/surface de capteurs compris entre 0.5 et 1 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> ne sont pas les plus intéressants. Il est possible de trouver des situations avec une couverture solaire équivalente pour un LCOH plus faible (en allant vers la gauche sur le graphique), ou, inversement, une couverture solaire plus élevée pour un LCOH identique (en allant vers le haut sur le graphique). Ces derniers cas sont probablement amenés à être plus intéressants économiquement avec des subventions à l'investissement et des certificats CO<sub>2</sub>, car ils permettraient de baisser le LCOH.

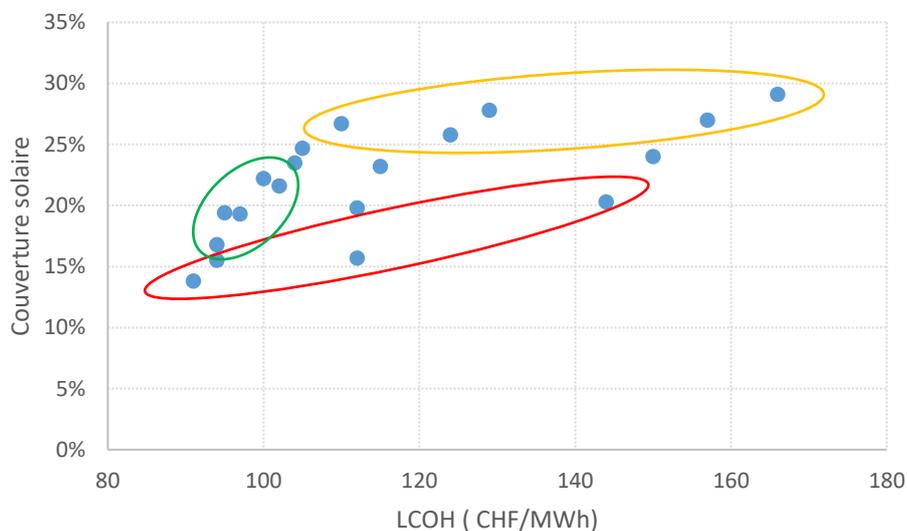


Figure 46 : LCOH vs. Couverture solaire pour les différentes tailles des unités de stockage et surfaces de capteurs. La zone rouge correspond aux cas avec un nombre élevé de redémarrages de chaudières et d'heures de surchauffe. La zone orange correspond aux cas avec une couverture solaire maximale, et la zone verte aux cas jugés « optimum », qui présentent un LCOH modéré et une couverture solaire élevée.

#### 7.4.7.3. Analyses de sensibilité sur les subventions et compensations

Quatre cas ont été définis par la suite afin de comparer les effets d'une augmentation (ou d'une diminution) du coût d'investissement spécifique. Ils diffèrent par le choix de considérer ou non des subventions et/ou des compensations CO<sub>2</sub>. Les résultats suivants sont dérivés pour une surface de capteurs de 1500 m<sup>2</sup> et un volume de stockage de 75 m<sup>3</sup>.

	Coût de revient actuel de la chaleur (CHF/MWh)	Subvention Cantonale	Subvention Fédérale	Compensation CO <sub>2</sub> (CHF/tco <sub>2</sub> )
Cas 1	87	Aucune	Aucune	Aucune
Cas 2	87	1200 CHF + 500 CHF/kW	Aucune	Aucune
Cas 3	100	Aucune	Aucune	Aucune
Cas 4	87	1200 CHF + 500 CHF/kW	Aucune	100

Tableau 27 : Données des analyses de sensibilité sur subventions et coûts de revient

Comme attendu et comme le montre la Figure 47, une augmentation du coût d'investissement résulte en une augmentation du coût de production de la chaleur (LCOH). Le LCOH varie entre environ 30-40 CHF/MWh et 70-110 CHF/MWh, avec une valeur de base aux alentours de 70-90 CHF/MWh.

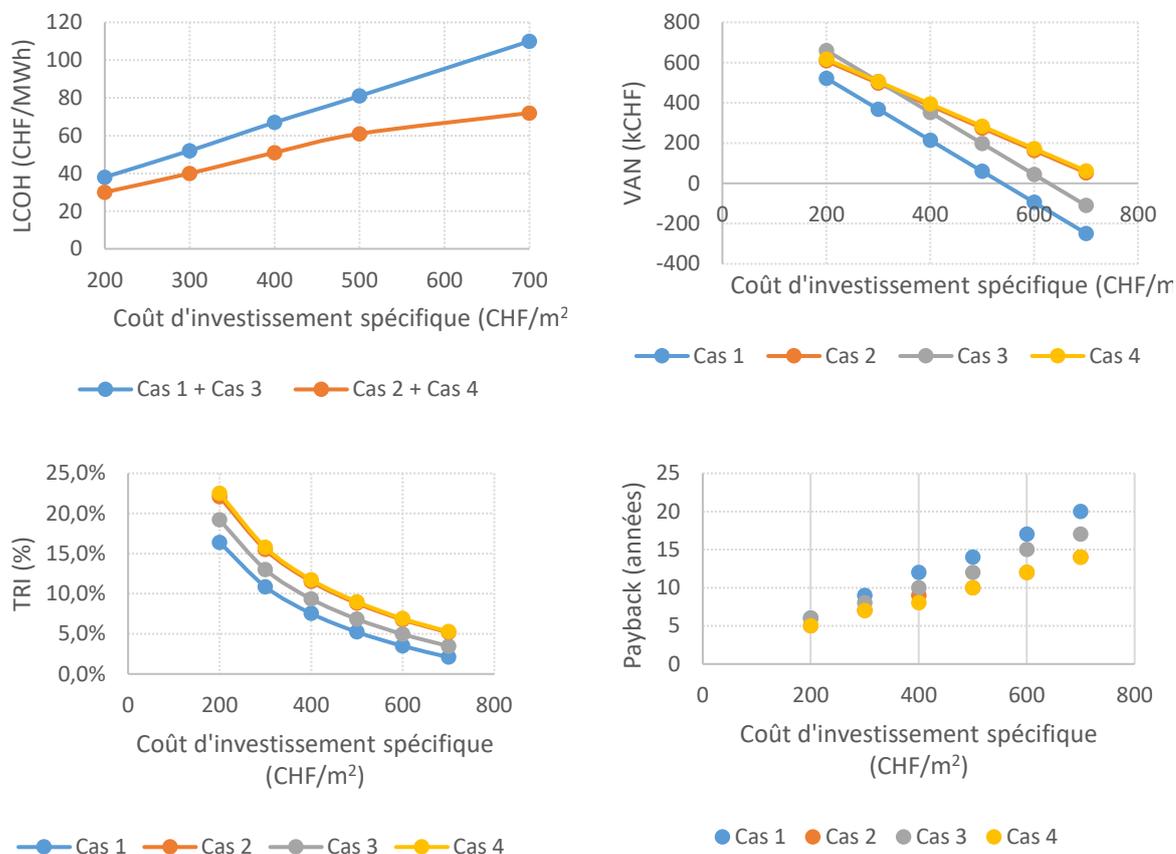


Figure 47 : Analyses de sensibilité pour le cas du CAD de Marais-Rouge

#### 7.4.8 Analyse environnementale

Le bilan CO<sub>2</sub> du cas d'étude de Marais-Rouge montre que les émissions de CO<sub>2</sub> sont d'environ 1920 tCO<sub>2</sub> par an, dont plus de 97% sont dues à la phase d'opération (consommation de combustible). Elles se divisent entre 99% d'émissions biogéniques et 1% d'émissions fossiles, ce qui reflète le ratio 99% bois-énergie 1% mazout. La majorité des émissions de CO<sub>2</sub> est donc liée à la coupe de bois (biogénique) qui est compensée par le remplacement de la biomasse dans les forêts bien gérées comme c'est le cas dans la majorité du territoire suisse. La consommation d'énergie primaire *cumulée* est d'environ **6.1 GWh par an**, dont plus de 97% correspondent à des ressources renouvelables – la part due à la phase de construction est négligeable.

##### 7.4.8.1. Situation étudiée

Une couverture solaire à hauteur de 13% est suggérée pour ce site – néanmoins, cette production s'étend principalement sur l'été, dans une période où la consommation de mazout est faible. Elle est nulle en juillet, et la consommation durant la période juin-septembre ne représente que 7.2% (440 MWh) de la consommation annuelle. En d'autres termes, la production de chaleur solaire ne permettra de remplacer que 5-10% de la consommation de mazout, et substituera principalement du bois-énergie, ce qui a donc un bénéfice environnemental limité. Le nouveau mix thermique sera donc d'environ **86.2% bois, 0.9% mazout et 12.9% solaire** au lieu de 99% bois et 1% mazout.

Les réductions de CO<sub>2</sub> associées sont donc majoritairement biogéniques, avec un facteur d'émission qui diminue de 1920 tCO<sub>2</sub> par an à 1670 tCO<sub>2</sub>/an, soit de 0,330 à 0,287 tCO<sub>2</sub>/MWh de chaleur produite.



La consommation d'énergie primaire diminue également, mais de manière modérée, passant de 6.15 à 6.10 GWh/an – cet effet modeste s'explique par le rendement élevé des chaudières modernes.

Dans le cas où du stockage thermique à long terme est possible, et que l'intégralité du mazout utilisé sur site peut être remplacée, la réduction des émissions totales reste sensiblement la même, mais une plus grande fraction de CO<sub>2</sub> fossile peut être éliminée.

#### 7.4.8.2. Coûts d'abattement du CO<sub>2</sub>

Les coûts d'abattement du CO<sub>2</sub> (biogénique et fossile) en prenant en compte les différences des coûts de revient, s'élèvent à environ 215 CHF/tCO<sub>2</sub> pour le cas de base (pas de subvention, pas de compensation CO<sub>2</sub>, 87 CHF/MWh de coût de revient actuel (sans solaire) de la chaleur), ce qui est plus élevé que la valeur des certificats CO<sub>2</sub> attendue à 100 CHF/tCO<sub>2</sub>.

Dans le cas où une subvention cantonale est proposée (1200 CHF + 500 CHF/kW, limite à 30% du montant total), l'aide financière s'élèverait à environ 270'000 CHF pour ce cas précis, avec une réduction des émissions de CO<sub>2</sub> (fossiles et biogéniques) d'environ 42'000 tonnes sur le temps d'opération de l'installation (25 ans). Le coût d'abattement du CO<sub>2</sub> de l'installation, relatif aux subventions apportées, serait donc d'environ 6.5 CHF/tCO<sub>2</sub> (biogénique et fossile) de subvention, mais d'environ 5900 CHF/tCO<sub>2</sub> fossile. Cette valeur particulièrement élevée s'explique par la faible substitution du mazout par le solaire thermique (7%) en raison de la faible proportion de mazout dans la production de chaleur pour le CAD (1%)

## 7.5. Cas d'étude – Verbier

### 7.5.1 Courte description du cas d'étude

Ce CAD est un CAD bois haute-température dont la spécificité est d'être situé en montagne dans le village du Châble près de Verbier (VS) avec des pics de consommation particuliers durant la saison d'hiver. C'est un CAD d'une longueur de 7km avec une centaine de sous-stations. En été, sa température aller est de 77°C et sa température retour est de 40°C. En hiver, la température aller augmente pour atteindre 82°C.

### 7.5.2 Radiation et toits disponibles

Comme pour le Marais-Rouge, une caractérisation horaire de l'irradiation solaire des bâtiments et des zones avoisinantes a été réalisée sur la base des résultats obtenus par le logiciel CitySim pour le CAD de Verbier. La Figure 48 présente les étapes de modèle pour Verbier. La méthode est la même, à la seule différence que les données 3D du terrain et des bâtiments ont été travaillées dans QGIS et dans Sketchup pour réaliser un modèle 3D en format DXF utilisable par l'outil CitySim. Chaque bâtiment a été mis dans une couche séparée et identifié par son EGID afin de le lier aux informations du RegBL.

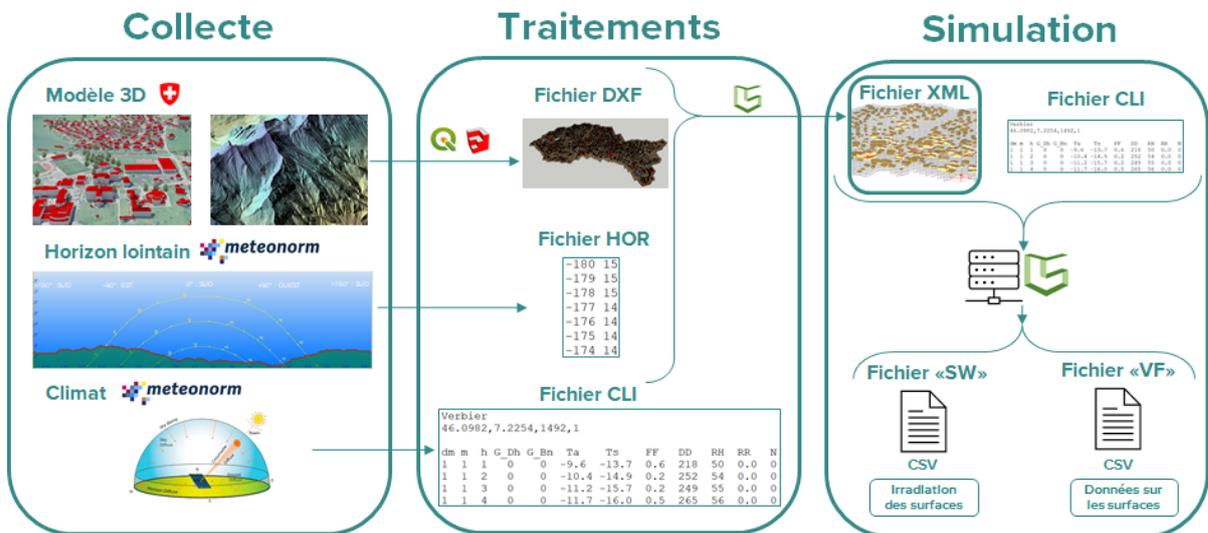


Figure 48 Méthodologie adoptée pour simuler l'éclairement horaire à Verbier

### 7.5.3 Etude de faisabilité

#### 7.5.3.1. Hélio-compatibilité du CAD

Par rapport à la famille 1 des critères d'hélio-compatibilité, le CAD de Verbier présente des pertes de chaleur (23%) légèrement trop importante, mais une densité énergétique et des niveaux de température corrects. Il serait important d'optimiser le réseau afin de faire baisser les pertes avant d'envisager une production de chaleur avec de la chaleur renouvelable. Le CAD de Verbier est en revanche constamment en densification ce qui permettrait dans un futur proche d'améliorer encore ces critères.

Caractéristiques du CAD et preneurs		
<b>Critère 1 - Densité de demande linéaire et perte de distribution</b>		
Pourcentage des pertes de chaleur annuelle	23%	A exclure
Densité énergétique [MWh/km linéaire/an]	1.25	Favorable
<b>Critère 2 - Demande chaleur mensuelle</b>		
Consommation mensuelle minimale du CAD en été [MWh/mois]	157 MWh/mois	Très favorable
Surface min. de bâtiments d'habitation connectés [m <sup>2</sup> ]	Aucune donnée	-
<b>Critère 3 - Température de distribution (aller et retour)</b>		
Température aller estivale	77°C	Favorable
Différence de température aller/retour	37°C	Favorable

Tableau 28. Critères et résultats sur l'hélio-compatibilité du CAD « Verbier » concernant ses caractéristiques et ses preneurs

Le combustible à pellets peut très favorablement se combiner avec la chaleur solaire, d'autant plus qu'une part non négligeable de mazout (~5%) est encore consommé sur le CAD. Un système solaire de grande taille associé à un stockage permettrait de répondre à la totalité de la demande durant la saison estivale et ainsi mettre en arrêt la totalité des producteurs de chaleur actuellement utilisés et permettre les maintenances nécessaires sur les chaudières sans brûler de combustible.



Technologie de chaufferie actuelle		
<b>Critère 1 - Type de producteur de chaleur</b>		
Technologie de chaufferie en période estivale	Bois + Mazout	Très favorable
<b>Critère 2 - Coût de production de chaleur et structure de coût</b>		
Coût opérationnel de la chaleur	9.5 cts. CHF/kWh	Favorable

Tableau 29. Critères et résultats sur l'hélio-compatibilité du CAD « Verbier » concernant sa technologie de chaufferie

La ressource solaire à Verbier est très abondante avec une ressource sur l'horizontal de presque 1500 kWh/m<sup>2</sup>/an. Cela se traduit dans un plan incliné à 45°C plein sud par une irradiation annuelle de 1863 kWh/m<sup>2</sup>/an. Une identification des surfaces réalisées avec des images aériennes a permis dans un premier temps d'identifier 3000 m<sup>2</sup> de surface brute disponible en toiture. De plus Verbier possède de grandes surfaces brutes de parking (8000 m<sup>2</sup>) qui pourraient être couvertes de panneaux solaires.

Potentiel solaire du site		
<b>Critère 1 – Ressource solaire</b>		
Ressource solaire spécifique sur le plan des capteurs [kWh/m <sup>2</sup> /an] (Plan des capteurs considéré plein sud incliné à 45°)	1863 kWh/m <sup>2</sup>	Très favorable
<b>Critère 2 – Surface disponible</b>		
Surface disponible pour le champ solaire [m <sup>2</sup> ]	Parking ≈ 8000 m <sup>2</sup> Toiture ≈ 3000 m <sup>2</sup>	Très favorable

Tableau 30. Critères et résultats sur l'hélio-compatibilité du CAD « Verbier » concernant le potentiel solaire du site

Le CAD de Verbier répond plutôt favorablement aux critères d'hélio-compatibilité.

#### 7.5.3.2. Surface disponible

Le CAD de Verbier possède 3 chaufferies distribuées le long du réseau. Les surfaces intéressantes ont été répertoriées au niveau de ces 3 chaufferies :

#### **Trois Roc :**

Aux abords de la chaufferie des trois Roc, il n'y a qu'une multitude de petits toits qui sont exploitables. Aucun d'entre eux ne permet d'y installer une installation solaire de plus de 200m<sup>2</sup>. Ils sont donc jugés peu intéressants et ne seront pas considérés par la suite.



Figure 49: vue aérienne des surfaces solarisables identifiées à proximité de la chaufferie des 3 Roc à Verbier



### Centre sportif :

A proximité de la nouvelle chaufferie du centre sportif, des surfaces de parkings découverts ont été identifiées comme très intéressantes par leur taille, mais aussi, car elles sont très proches de la chaufferie. La Figure 50 présente la vue aérienne des surfaces retenues et le Tableau 31 un récapitulatif.



Figure 50: image aérienne des surfaces de parking identifiées aux abords de la chaufferie du centre sportif à Verbier

Dénomination	Surface brute	Surface solarisable	Inclinaison	Orientation
Parking 1	5'600 m <sup>2</sup>	1380 m <sup>2</sup>	30°	0° S
Parking 2	2'500 m <sup>2</sup>	750 m <sup>2</sup>	30°	0° S

Tableau 31: récapitulatif des surfaces solarisables identifiées pour le cas d'étude de Verbier

#### 7.5.4 Validation du modèle de CAD

Maintenant qu'il a été montré qu'il est faisable d'intégrer du solaire thermique dans le CAD de Verbier, nous allons explorer les impacts de cette intégration plus en détail. Pour cela, un modèle de ce CAD va être développé et permettra d'analyser les impacts du solaire thermique sur le fonctionnement du CAD.

Pour ce faire, un certain nombre de données étaient à disposition, notamment les données des consommateurs à savoir les températures arrivées et départs en sous-stations et le débit pour chaque heure. Les données de la source principale dont la production de chaleur était disponible jusqu'au début de mois de mai a été utilisée pour valider et simuler le CAD.

Les comparaisons des températures de retour sur une semaine en été et en hiver sont représentées sur les Figure 51 et Figure 52 . L'indicateur KGE global vaut 0.35, ce qui équivaut à un modèle acceptable selon l'échelle définie. Les résultats d'hiver sur la Figure 52 démontrent que la dynamique est bien préservée, cependant les pics de température sont surestimés (en bleu). En ce qui concerne l'été (Figure 51), la simulation ne permet pas d'identifier la dynamique. La consommation en été diminue fortement à Verbier, ceci est dû à une population qui est beaucoup moins élevée (hors saison touristique hivernale) et à l'extinction estivale des chauffages. En conséquence, les pertes représentent une part bien plus élevée de la chaleur consommée et le réseau est alors surdimensionné. Pour améliorer le modèle, il serait nécessaire de mieux connaître le type de tuyaux installés dans le réseau afin d'estimer les pertes plus précisément.

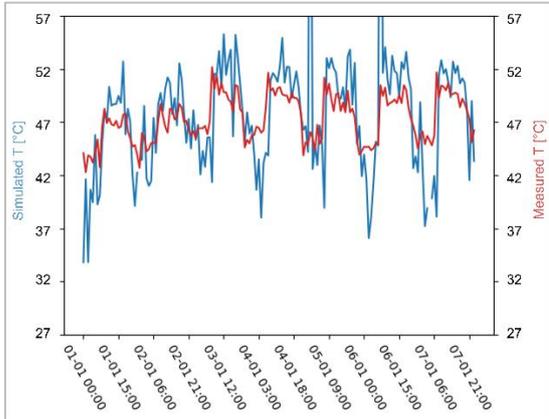


Figure 51: Comparaison des simulations et des mesures du CAD du Verbier en hiver.

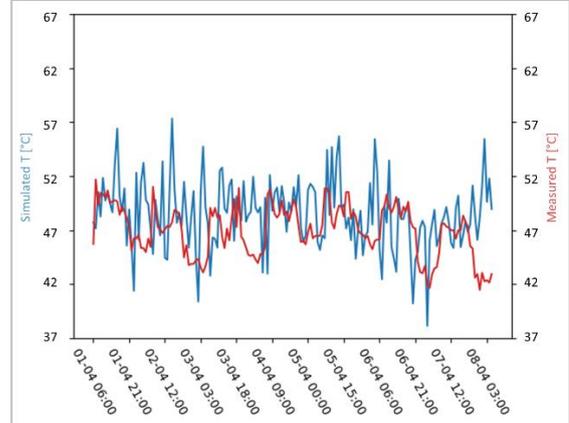


Figure 52: Comparaison des simulations et des mesures du CAD du Verbier en été

### 7.5.5 Scénario pour le stockage et les panneaux solaires

La démarche pour le stockage de Verbier est similaire à celle du Marais-Rouge. L'idée est de permettre aux différentes sources d'être révisées durant l'été et donc de les éteindre. Les courbes de production et de la consommation sont visibles sur la Figure 53.

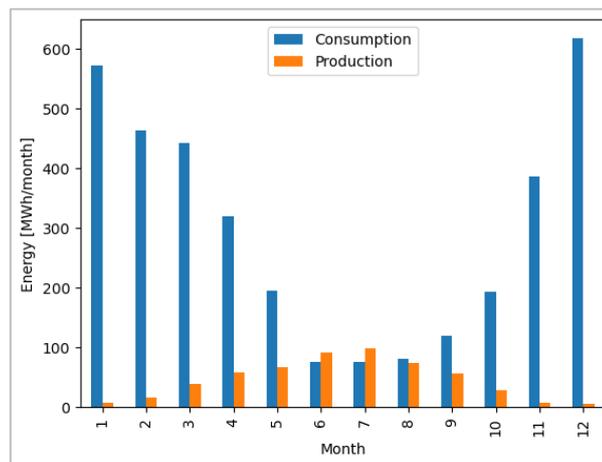


Figure 53: Production et consommation à Verbier

La surface considérée est un segment de la partie supérieure du parking visible à la Figure 50. La courbe de production est obtenue en considérant une surface brute de 4'000 m<sup>2</sup> et une surface de panneaux solaires thermiques qui recouvre 30% de celle-ci. La surface solarisée est alors de 1'200 m<sup>2</sup>. Le volume du stockage est de 535 m<sup>3</sup>. Le stockage ne donne pas d'énergie au CAD si la température de la couche supérieure n'a pas atteint 90°C ou si ce n'est pas la période estivale (dans ce cas de juin à fin août).



### 7.5.6 Résultats de la modélisation horaire

La part d'énergie apportée par le stockage est de 30% des besoins hors période estivale et de 100% des besoins sinon. Le stockage se vide ensuite jusqu'à ce que la température de la couche supérieure atteigne 80°C.

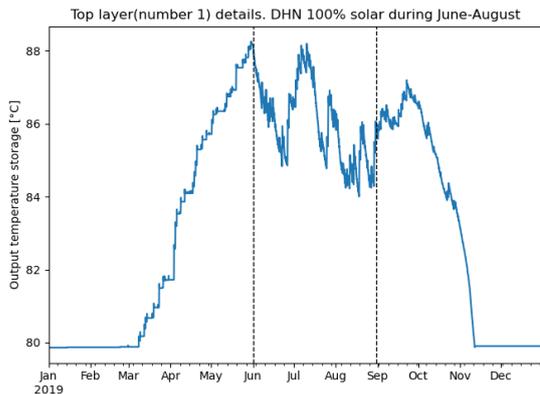


Figure 54: Layer supérieur stockage

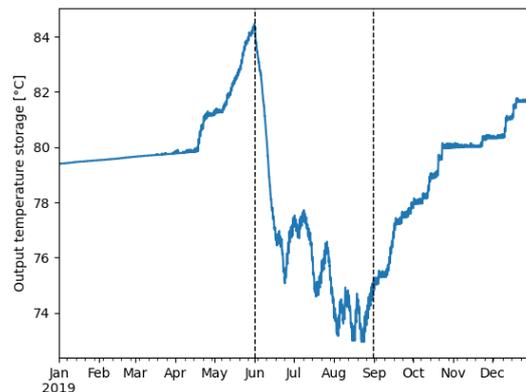


Figure 55: Température départ stockage Verbier mauvaise météo

Dans ce scénario (Figure 54), le stockage permet de fournir 30% des besoins du 1<sup>er</sup> septembre à la fin novembre. La période estivale où la totalité des besoins du CAD est fournie par le solaire thermique et le stockage, est définie du 1<sup>er</sup> juin au 31 août. Il est également possible d'étudier le cas où les conditions météorologiques de l'année sont moins bonnes que durant l'année considérée. La Figure 55 représente la température de la couche supérieure si l'année considérée est une année avec une mauvaise météo. Comme dans le cas de Marais-Rouge, les conditions météorologiques sont assez extrêmes : l'irradiation la plus faible durant les journées du mois de juillet est considérée comme valeur maximale sur l'ensemble de l'année (300W/m<sup>2</sup>).

#### Analyse des variations de température dans le réseau

La source de chaleur solaire injecte son énergie à un emplacement différent des sources existantes du CAD à Verbier. On peut voir l'emplacement des sources sur les cartes de la Figure 57. Les températures dans les tuyaux seront, de ce fait, sensiblement différentes. Il est nécessaire d'anticiper les différences que cela crée, car cela peut accélérer l'usure des conduites ou modifier la dynamique du CAD. Toutes les températures de simulation des tuyaux du modèle normal ont été comparées à celles du modèle Solcad dans la Figure 56. On peut voir que la majorité des différences sont négatives et cela montre donc que le modèle Solcad intégrant du solaire thermique a des températures plus chaudes dans le réseau que le cas normal. Si l'on regarde la moyenne annuelle sur les tuyaux à la Figure 57, on observe que les plus importantes différences de températures se trouvent à l'aller, à proximité de l'injection de la production de chaleur solaire, qui est à l'extrémité du réseau par rapport aux systèmes existants. Il est donc normal que cette partie soit majoritairement impactée.

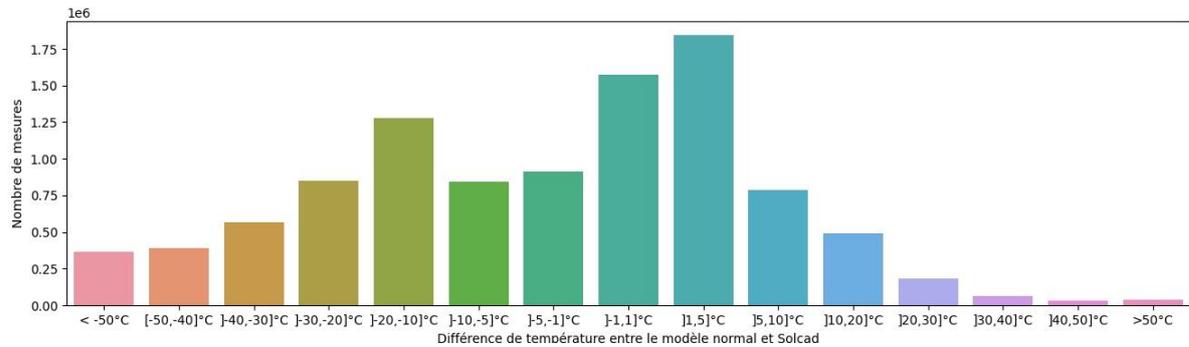


Figure 56: Différence entre la température des tuyaux du modèle existant et Solcad à Verbier. Une différence négative démontre que le modèle Solcad a des températures plus élevées.

La différence de température sur le retour est beaucoup moins importante, jusqu'à 4°C de différence. On observe donc que des problèmes de dilatation du réseau pourraient survenir à proximité de l'injection de chaleur issue de la production solaire, qui obtient des différences jusqu'à 30-35°C plus élevé que dans la situation normale. Le reste du réseau devrait cependant ne pas être trop impacté par ces changements de température.

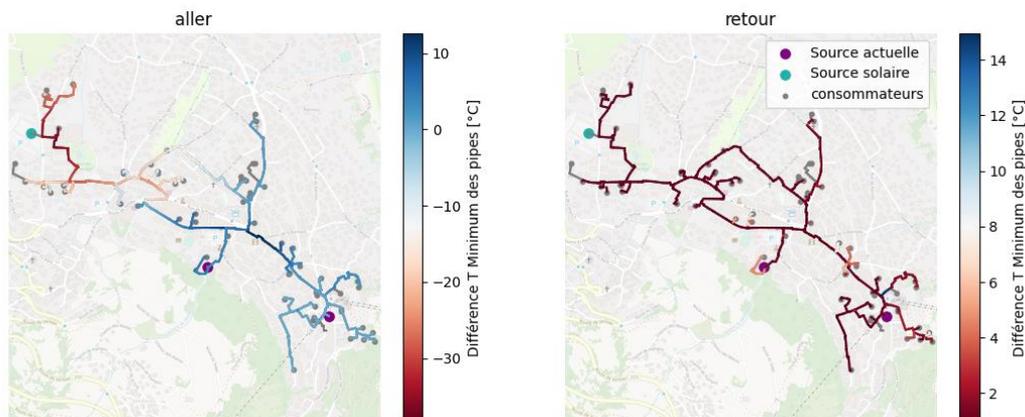


Figure 57: Moyenne des différences de température entre le modèle normal et Solcad. Une différence négative démontre que le modèle Solcad a des températures plus élevées.

### Economies environnementales liées à l'implémentation du solaire

La production solaire annuelle est de 0.55 GWh. En considérant un facteur KBOB de 0.042 kg/CO<sub>2</sub> éq. pour le CAD à bois et 0.037 kg/CO<sub>2</sub> éq. pour la production de chaleur solaire. Cette production permet l'économie de 2.7 tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent par année. Le pouvoir calorifique de 3'000 kWh par tonne de plaquettes est considéré, l'économie de combustible résultant se chiffre à 180 tonnes de plaquettes.

#### 7.5.7 Analyse économique

Les études de faisabilité de solaire thermique ont considéré, dans un premier temps, les toitures de deux complexes résidentiels et des surfaces de parking commercial, et dans un second temps, uniquement ces dernières. Une importante surface « solarisable » est en effet à disposition sur ces parkings. La production solaire estimée dans ce second cas est d'environ **1700 MWh/an**, dont la majorité correspond à la période estivale. Par simplification, nous considérons que la majorité des



besoins estivaux (1800 MWh/an de mai à octobre) serait satisfaite. Le volume de stockage nécessaire est approximé à **800 m<sup>3</sup>**.

Le seuil de rentabilité est estimé par rapport au LCOH du bois-énergie qui est la principale source de chaleur pour ce réseau. Le coût de revient pour 2019-2020 n'est pas disponible et est fixé, dans un premier temps, à **87 CHF/MWh**, par similitude avec le cas Marais-Rouge. Dans un second temps, le seuil de rentabilité est varié à travers une analyse de sensibilité.

#### 7.5.7.1. Résultats

Dans le contexte actuel, sans subvention fédérale ou cantonale, l'implémentation du solaire thermique ne se révèle pas viable économiquement, comme dans le cas de Marais-Rouge. Cela est également dû aux coûts d'investissement élevés, d'environ **570 CHF/m<sup>2</sup>** (sans prendre en compte le terrain et les conduites nécessaires). La forte proportion de bois-énergie, bien qu'inférieure que dans le premier cas étudié (95% au lieu de 99%), implique aussi que peu de taxes CO<sub>2</sub> seront susceptibles d'être payées.

Le LCOH dans le cas de base s'élève à **environ 127 CHF/MWh, ce qui est plus élevé de 35% que dans le cas de Marais-Rouge**. La valeur actualisée nette est également négative, ce qui signifie que le projet n'est pas suffisamment rentable. Le taux de rentabilité interne est à environ **0.7%** pour un temps de retour de **23 ans**. Les indicateurs économiques sont généralement moins favorables que dans le cas des Marais-Rouge, ce qui est dû aux besoins en stockage plus élevés dans le cas de Verbier (estimés à 800 m<sup>3</sup>). Cette différence mène à des coûts d'investissement pour le stockage représentant près de 50% des coûts d'investissement dans le champ solaire. Atteindre une VAN positif est possible :

- Dans le cas d'une diminution des coûts d'investissement du champ solaire, la valeur limite pour que le projet soit rentable (VAN positive) est d'environ **270 CHF/m<sup>2</sup>** ;
- Avec une subvention cantonale, en la fixant à un forfait de 1200 CHF (fixe) et 500 CHF/kW installé (variable), et une limite de 30% du coût total de l'installation, le projet n'est **pas rentable** pour les coûts d'investissement actuels. Le LCOH diminue de 120 CHF/MWh à **105 CHF/MWh**, pour un TRI de 2.5% et un temps de retour de 19 ans au lieu de 23 ans.
- Une augmentation du coût de revient actuel du CAD est nécessaire, mais le coût de revient doit être au minimum de 130 CHF/MWh dans les conditions actuelles (pas de subventions, coût d'investissement à environ 550 CHF/m<sup>2</sup>) pour que le projet devienne rentable.
- La combinaison d'une subvention cantonale avec des certificats de compensation CO<sub>2</sub> à 100 CHF/tCO<sub>2</sub> sur une durée de 7 ans n'est pas suffisante pour que le projet devienne rentable. Une diminution du coût d'investissement d'au moins 100 CHF/m<sup>2</sup> est nécessaire en addition.



### 7.5.7.2. Analyses de sensibilité

Les mêmes quatre cas ont été définis que dans le cas d'études de Marais-Rouge, et les mêmes tendances sont observables

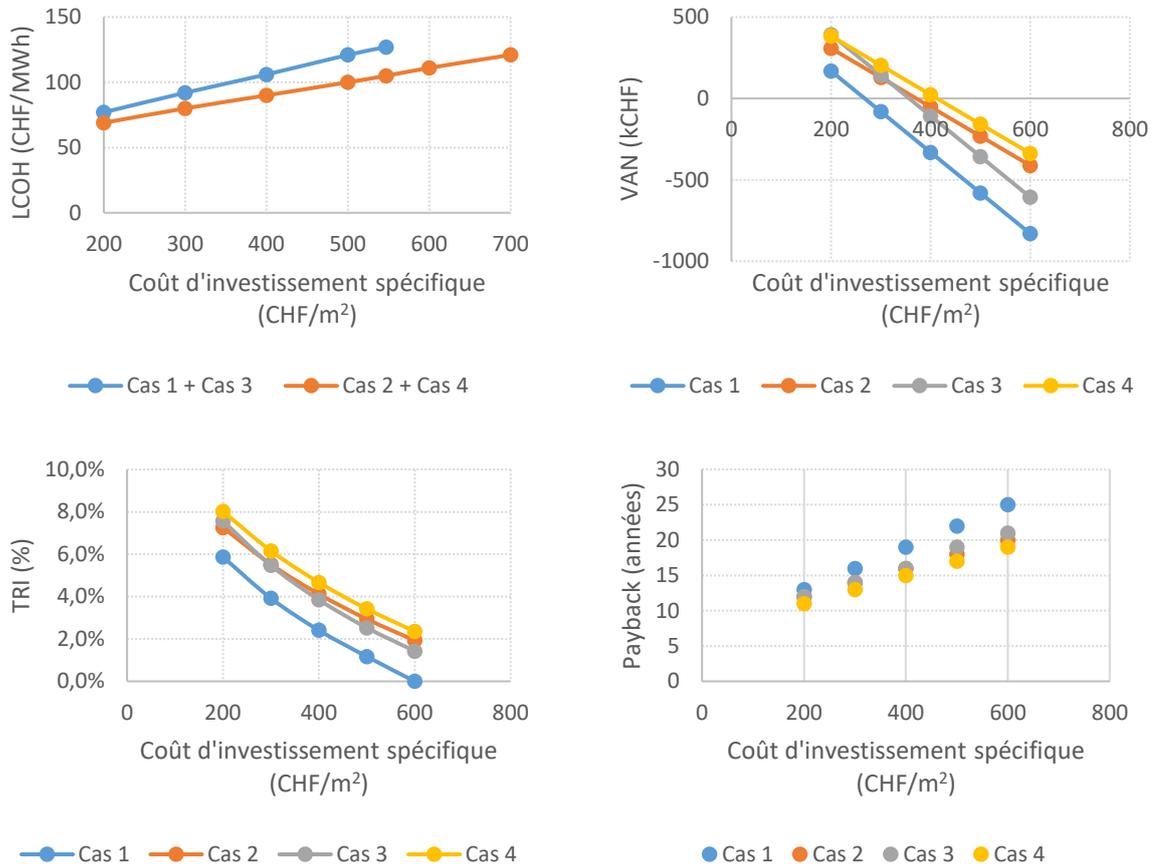


Figure 58 Analyses de sensibilité pour le cas du CAD de Verbier



## 7.6. Cas d'étude – Yverdon

### 7.6.1 Courte description du cas d'étude

La ville d'Yverdon-les-Bains est située dans le nord du canton de Vaud sur les rives du lac de Neuchâtel. La ville a un projet « Gare-Lac » qui vise à réhabiliter un domaine de 23 hectares situé entre la gare et le lac. La vision urbanistique des pouvoirs publics vise à ramener le centre-ville vers le lac, notamment en construisant un écoquartier pour accueillir 3 800 habitants et 1 200 emplois (Figure 59). 9 bâtiments résidentiels seront construits entre 2024 et 2030 qui pourront être équipés de panneaux solaires. Comme certains bâtiments existants sont déjà fournis en chaleur par un réseau de chauffage à distance basé sur la récupération de chaleur de la station d'épuration, une extension du réseau est prévue pour alimenter ces nouveaux bâtiments. La présente étude considère le potentiel d'une injection de solaire thermique dans le réseau à partir des installations sur les nouveaux bâtiments en projet.

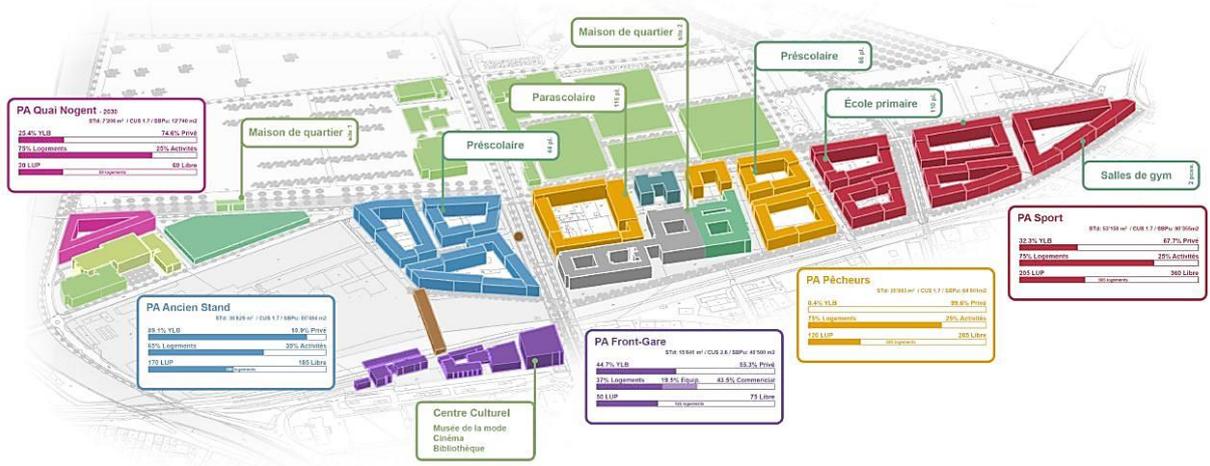


Figure 59: Projet Gare-Lac de la Ville d'Yverdon (source : yverdon-les-bains.ch)

### 7.6.2 Modélisation des bâtiments existants et futurs

A travers le travail de Master de Pierre Van Brockhoven, un modèle Sketchup a été réalisé sur la base des plans des nouveaux bâtiments mis à disposition par la ville d'Yverdon, ainsi que des données 3D des bâtiments existants fournis par swissBUILDINGS3D 2.0. Ces derniers ont été identifiés par leur numéro EGID permettant de recouper les informations du RegBL. Finalement, les données de terrain ont été récupérées de swissATLI3D et triangulées pour en faire une maille continue. La Figure 60 présente une vue du modèle Sketchup ainsi réalisé.

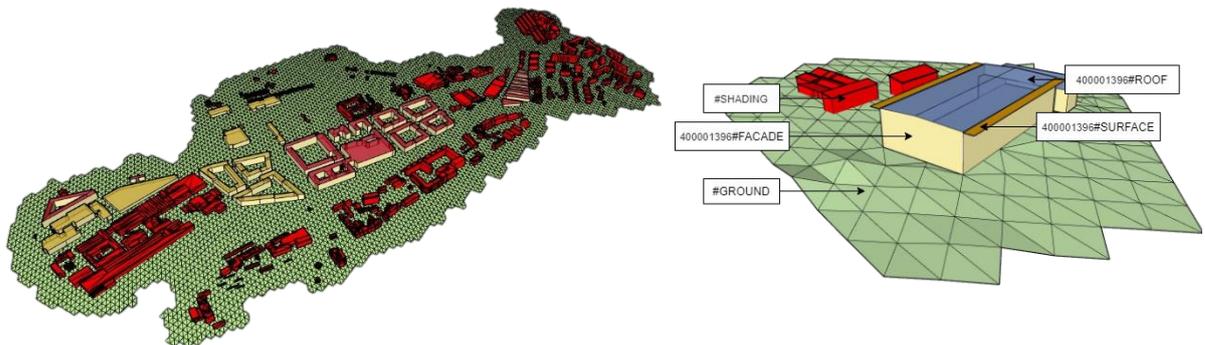


Figure 60: Modèle 3D Sketchup du quartier Gare-Lac (gauche), identification des bâtiments par leur EGID (droite)



### 7.6.3 Potentiel solaire thermique et toits disponibles

A partir du modèle Sketchup décrit au paragraphe précédent, nous l'avons exporté au moyen d'un plugin Ruby dans un format DXF spécifique pour la simulation avec CitySim. Pour chaque bâtiment appartenant à une couche, un modèle CitySim a pu être créé avec des valeurs par défaut pour les paramètres physiques et occupationnels des bâtiments. Un script Python a été développé et mis à disposition en open-source [35] pour faire le lien entre les données statistiques du RegBL sur les bâtiments et les paramètres physiques et occupationnels de CitySim. Les paramètres occupationnels recoupent les niveaux de température souhaités dans les bâtiments ainsi que l'utilisation des appareils et de l'eau chaude sanitaire selon le cahier technique SIA 2024.

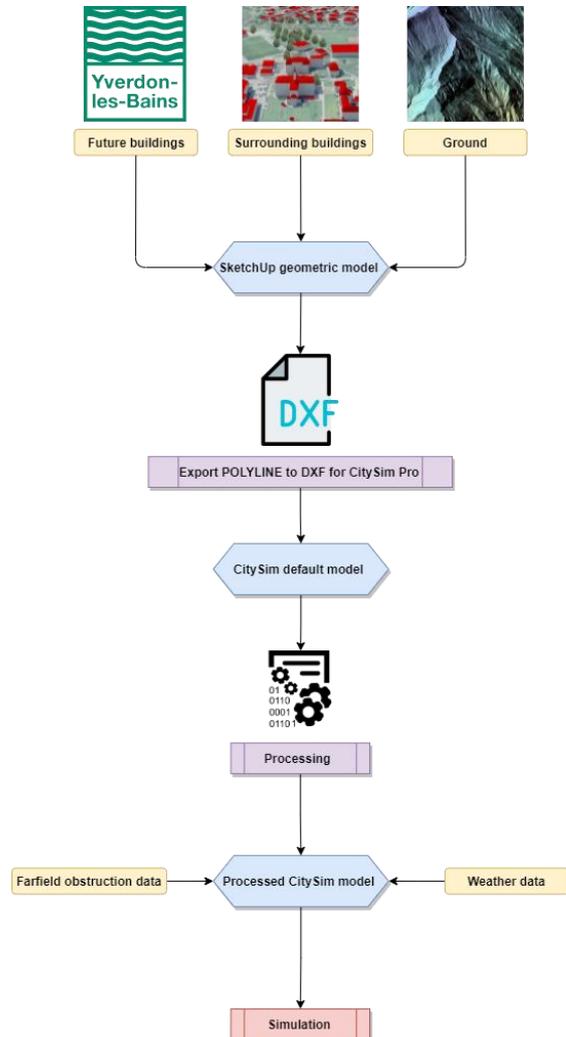
Ce nouveau modèle ainsi préparé a été complété avec les informations des panneaux solaires mis sur les toits des nouveaux bâtiments (Blocs 1 à 9 dans la Figure 56). En discussion avec la ville d'Yverdon, 50% de ces toits ont été couverts de panneaux solaires thermiques dont les caractéristiques sont les suivantes :  $\eta_0 = 0.726$ ,  $a_1 = 6.2 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ ,  $a_2 = 0.02 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K}^2)$ . A cette phase de développement, seules les données du masterplan avec des toits plats ont été obtenues, cette approche est donc considérée comme suffisamment simple et robuste pour donner une estimation plutôt correcte de la production solaire potentielle en toiture.

Le modèle final de CitySim permet ainsi de déterminer les besoins horaires en chaud des bâtiments, ainsi que de connaître la production solaire thermique avec le même pas de temps.

### 7.6.4 Scénario choisi pour le CAD et le stockage

Les informations du tracé du CAD nous ont été fournies par la ville d'Yverdon dans un format SHP qui nous a permis de créer un modèle de CAD pour sa simulation avec CitySim. Tous les paramètres physiques des conduites ont été repris du rapport de Planair, nous permettant ainsi de simuler de façon horaire le parcours de la production de la pompe à chaleur de la station d'épuration jusqu'aux différents clients potentiels. La Figure 56 présente les différents scénarii d'extensions prévues pour le réseau, avec des puissances du condenseur allant de 1'920 kW en 2021 à 2'760 kW en 2026. Les conduites sont considérées de type Brug Premant Isolation 1 enterrées à 1 m de profondeur, avec une distance inter-conduites de 66 cm et une conductivité du sol de 0.5 W/mK.

Différentes tailles de stockage ont été simulées sur la base d'un réservoir enterré d'une capacité de  $10^9$ ,  $10^{10}$ ,  $10^{11}$  et  $10^{12}$  J/K. A titre de comparaison, le réservoir de  $10^{11}$  J/K correspond à un volume de 24'000 m<sup>3</sup>, soit l'équivalent de dix piscines Olympiques. Différentes températures d'injection dans le réseau ont en outre été simulées : 10, 12, 14, 16 et 20°C tout en conservant une différence de température de design entre l'aller et le retour de 5 K (plus ou moins 1 K).





### 7.6.5 Résultats de la modélisation horaire

En se basant sur une température de distribution du réseau de 12°C, les différentes injections solaires et leur stockage ont été simulés par rapport à une utilisation standard des bâtiments selon le cahier technique SIA 2024. Une adéquation a pu ainsi être trouvée entre le stockage du solaire excédentaire en été pour son utilisation optimale en hiver. La Figure 62 présente les résultats des températures horaires du stockage de chaleur en fonction de sa capacité.

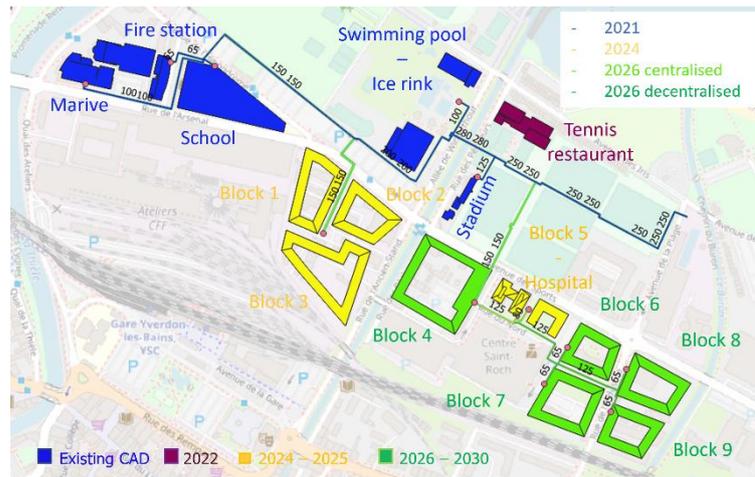


Figure 61: Scénarios d'extensions du réseau d'Yverdon entre 2021 et 2026, en considérant des hypothèses basées sur le rapport Planair. Les blocs 1 à 9 sont considérés comme couverts à 50% de panneaux solaires.

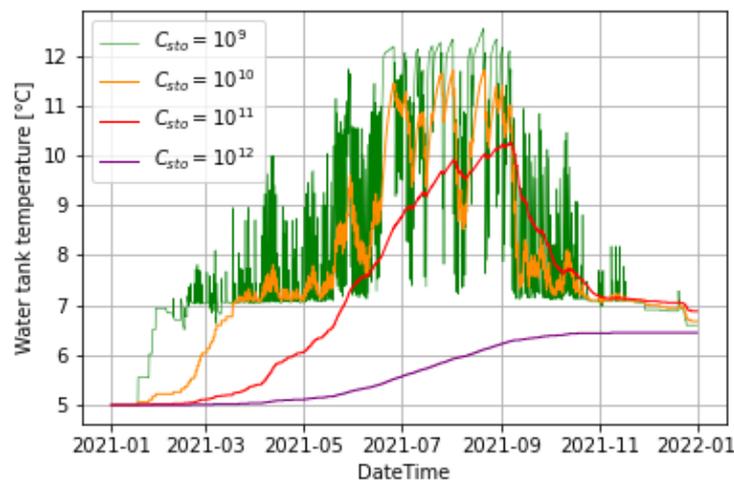


Figure 62: Evolution de la température du stockage à la centrale de chauffage en fonction de la capacité de stockage pour une année d'opération

Une trop petite capacité de stockage de  $10^9$  J/K peut être déchargée très rapidement, et implique donc des oscillations importantes au niveau de sa température. Une trop grande capacité de  $10^{12}$  J/K au contraire ne permet jamais d'atteindre la température d'entrée de 12°C avec une température initiale de 5°C, et ne sera jamais déchargée pendant l'année. La taille optimale est ainsi intermédiaire à ces deux extrêmes et peut être déterminée comme celle permettant d'avoir la plus petite production de chaleur de la part de la station d'épuration.



Le Tableau 32 permet ainsi d'identifier la solution de stockage de  $10^{11}$  J/K (dix piscines Olympiques) comme étant optimale pour minimiser les besoins en chaud de la centrale de chauffe à la station d'épuration.

$C_{sto.}$ [J/K]	$10^9$	$10^{10}$	$10^{11}$	$10^{12}$
$Q_{deliv.}$ [MWh]	7515.78	7475.3	7456.3	7631.4

Tableau 32: Energie délivrée par la station d'épuration en fonction de la capacité de stockage

En fixant la taille du stockage à  $10^{11}$  J/K, nous avons tenté de faire varier la température d'injection pour analyser les pertes thermiques dans le réseau et la consommation électrique de la pompe de circulation. Le Tableau 33 présente les résultats obtenus.

$T_{inj.}$ [°C]	10	12	14	16	20
$Q_{deliv.}$ [MWh]	7331.9	7475.3	7566.4	7684.1	7918.9
Electric Consumption [MWh]	2432.2	2343.5	2303.7	2219.7	2053.9
Thermal Losses [MWh]	-71.4	-54.0	-38.2	-20.5	13.6

Tableau 33: Energie délivrée par la station d'épuration en fonction de la température d'injection

Un compromis doit donc être trouvé entre la chaleur délivrée par la station d'épuration, la consommation électrique de la pompe et les pertes thermiques dans le sol. Selon différentes configurations financières, l'optimum peut varier, et fait l'objet d'analyses détaillées dans le paragraphe suivant.

Tous les résultats des simulations CitySim ont été insérés dans une base de données PostgreSQL pour en faciliter l'accès aux partenaires du projet. La Figure 63 présente le schéma des classes contenant les résultats des simulations ainsi que les identifiants utilisés pour les bâtiments.

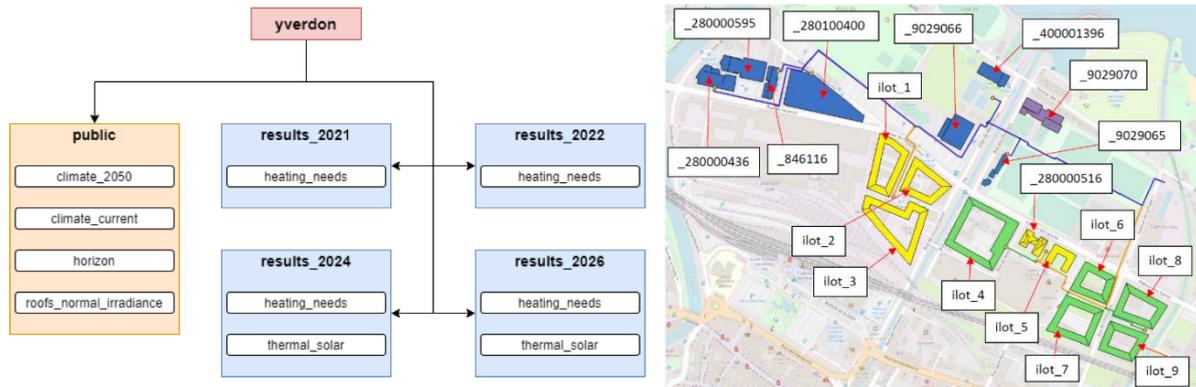


Figure 63: Structure de la base de données (gauche), identifiants des bâtiments (droite)



## 7.7. Cas d'étude – Vevey

Le CAD de Vevey a été sélectionné comme cas d'étude. Il est réalisé suivant les 3 étapes décrites ci-dessous :

1. Identification des toitures intéressantes sur la base des propositions de la commune de Vevey et de Groupe E
2. Analyse des toitures sélectionnées et de leur potentiel technico-économique pour y intégrer des champs solaires thermiques.
3. Analyse technico-économique globale de l'impact de l'intégration de la chaleur solaire dans le CAD en prenant en compte les économies de combustibles et de maintenance.

Les paragraphes suivants reprennent les éléments les plus importants de l'étude. Pour plus de détails, il convient de consulter l'étude complète en Annexe 8.

### 7.7.1 Présentation du CAD

La construction du réseau de chauffage à distance de Vevey, nommé ci-après CAD-Gilamont, a commencé à partir de 2016 sur la base d'un contracting en partenariat avec l'entreprise Groupe E, qui aujourd'hui possède et exploite le réseau. Ce CAD, mis en service en 2018, a une longueur totale de près de 5.3km et compte près de 25 sous-stations, alimentant l'équivalent de 1'500 ménages. La centrale de chauffage qui alimente le réseau est située aux Toveires, dans le secteur de Gilamont dans la partie nord de la ville de Vevey.

La chaufferie principale est composée de deux chaudières à plaquettes de 900 et 2'000kW. Une chaudière à gaz de 3'500kW est utilisée pour satisfaire les pics de demande et comme groupe de secours. Une troisième chaudière à plaquette de 2'000kW devrait être installée sous peu. La chaufferie comprend aussi deux accumulateurs de chaleur de 30m<sup>3</sup> chacun.

Les caractéristiques principales du CAD de Gilamont en 2019 sont présentées dans le Tableau 34 et une fiche de synthèse avec plus de détails est en annexe 6. Ces données ont été obtenues grâce à un questionnaire envoyé et complété par la Commune de Vevey et par Groupe E. Il est important de noter que le CAD-Gilamont était en 2019 dans une phase de densification des raccordements comme le montre le graphique de la consommation de chaleur mensuelle. La consommation pour décembre 2019 est le double de celle pour le mois de janvier alors que ces deux mois présentent généralement une consommation équivalente.

Un autre réseau CAD existe sur la commune de Vevey : le CAD Bleu. Ce réseau historique opéré par la commune et dont la construction a commencé dans les années soixante est toujours en fonction et alimentait 16 bâtiments communaux et 4 bâtiments privés en 2015. Comme la centrale de chauffe de ce réseau fonctionnait au Mazout, la commune de Vevey a décidé de le raccorder au CAD-Gilamont afin de remplacer une énergie fossile par une énergie renouvelable. Les températures de distribution de ce réseau sont légèrement plus basses que celles du CAD-Gilamont, avec une température de départ de 80°C et une température de retour de 65°C.

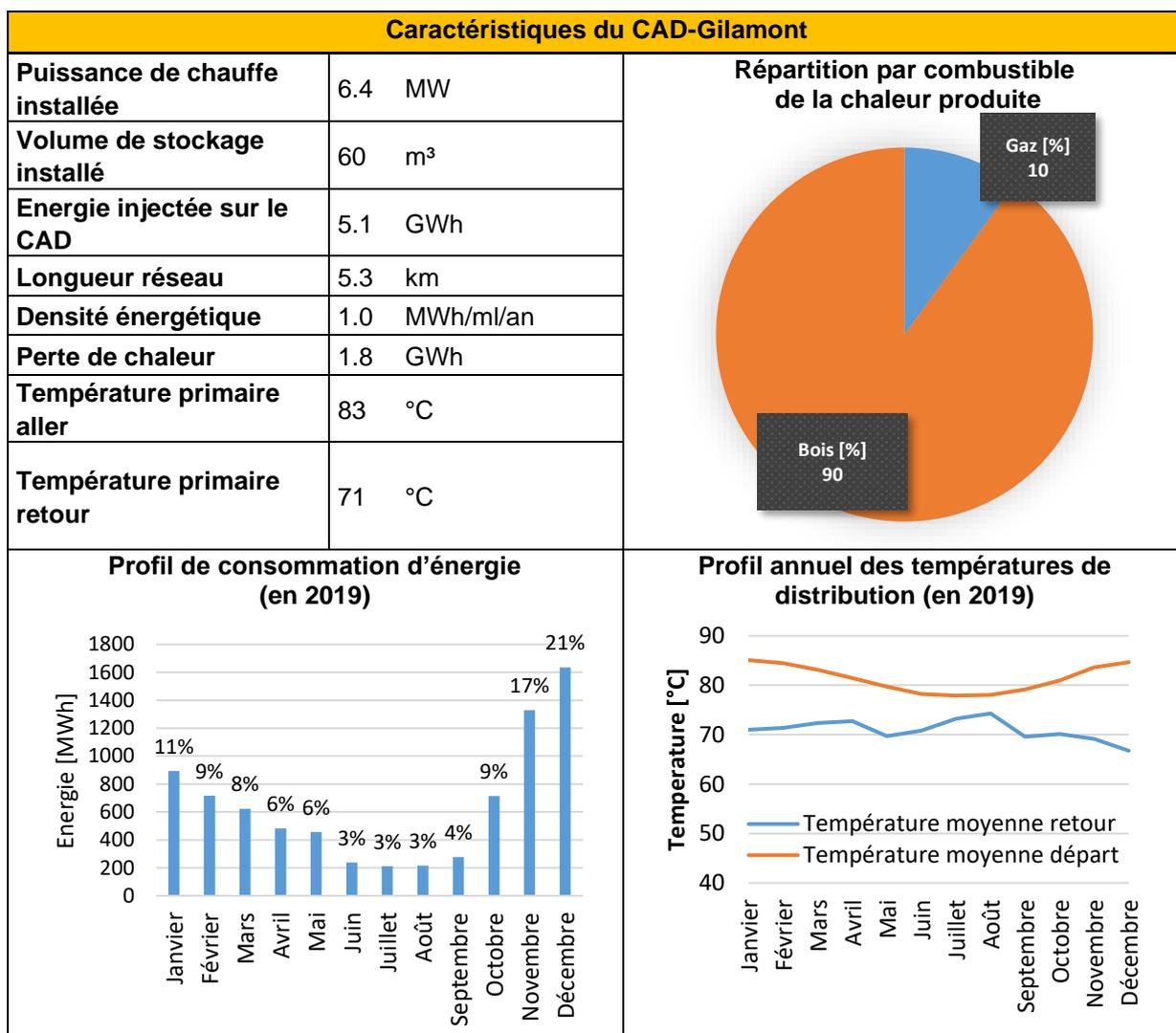


Tableau 34. Caractéristiques principales du CAD-Gilamont

### 7.7.2 Hélio-compatibilité du CAD

L'hélio-compatibilité d'un CAD est l'adéquation de ce dernier pour y intégrer un système solaire thermique. L'hélio-compatibilité du CAD-Gilamont est déterminé via la méthodologie développée dans le cadre du WP2 du projet SolCAD.

Les caractéristiques du CAD-Gilamont (Tableau 35) sont moyennement favorables pour l'intégration de systèmes solaires thermiques. Bien que la densité énergétique du CAD soit favorable, les pertes de chaleur actuelles du réseau sont élevées. Toutefois, celles-ci devraient baisser avec la densification du réseau. La consommation mensuelle estivale du CAD est importante ce qui est très favorable pour envisager l'intégration d'un système solaire de grande surface. La température aller estivale reste favorable pour avoir de bonnes performances avec un système solaire malgré la différence faible de température entre l'aller et le retour sur le CAD en saison estivale.



<b>Caractéristiques du CAD et preneurs</b>	
<b>Critère 1 - Densité de demande linéaire et perte de distribution</b>	
Pourcentage des pertes de chaleur annuelle	26%
Densité énergétique [MWh/km linéaire/an]	1.0
<b>Critère 2 - Demande chaleur mensuelle</b>	
Consommation mensuelle minimale du CAD en été [MWh/mois]	211
Surface min. de bâtiments d'habitation connectés [m <sup>2</sup> ]	Aucune donnée
<b>Critère 3 - Température de distribution (aller et retour)</b>	
Température aller estivale	78
Différence de température aller/retour	5

Tableau 35. Critères et résultats sur l'hélio-compatibilité du CAD-Gilamont concernant ses caractéristiques

La technologie actuellement utilisée pour produire la chaleur pour le CAD (Tableau 36) peut favorablement se combiner avec un système solaire. En saison estivale, ce sont les chaudières à plaquettes forestières qui sont utilisées sur le CAD-Gilamont. Le coût de la chaleur délivrée par cette technologie est relativement élevé ce qui augmente la compétitivité de la chaleur solaire. Un système solaire décentralisé sur le CAD permettrait de remonter les températures de retour, ce qui ne pèjore pas les performances des chaudières biomasse. De plus, l'intégration d'un système solaire permettrait de diminuer la consommation de combustible fossile durant les périodes de pointe ou de maintenance des chaudières à bois.

<b>Technologie de chaufferie actuelle</b>	
<b>Critère 1 - Type de producteur de chaleur</b>	
Technologie de chaufferie en période estivale	Bois
<b>Critère 2 - Coût de production de chaleur et structure de coût</b>	
Coût opérationnel de la chaleur	Confidentiel

Tableau 36. Critères et résultats sur l'hélio-compatibilité du CAD-Gilamont concernant sa technologie de chaufferie

A la vue de ces deux premières familles de critères, l'hélio-compatibilité du CAD-Gilamont est favorable. Malgré les pertes thermiques élevées et la différence entre les températures d'aller et de retour du CAD en été, tous les autres critères sont favorables.

### 7.7.3 Identification des toitures et de leur potentiel

La première phase de l'étude a pour objectif d'identifier les toitures intéressantes pour l'intégration d'un système solaire thermique dont la chaleur serait injectée sur le CAD. Les toitures intéressantes sont identifiées sur la base des propositions de la commune de Vevey et de Groupe E puis analysées afin de déterminer leur potentiel technico-économique à intégrer des champs solaires thermiques.

Les toitures proposées par la commune de Vevey sont celles présentes au niveau des sous-stations connectées au CAD Gilamont auxquelles sont raccordés des bâtiments communaux. La liste de ces sous-stations ainsi que leur localisation sur le CAD-Gilamont sont présentées dans le Tableau 37.



Sous stations	Bien immobilier raccordé
1	Rue du Panorama 2
2	Avenue de Gilamont 65
3	Avenue de Gilamont 67
4	Avenue des Crossets 1
5	Rue des Moulins 37
6	Avenue de Gilamont 60
7	Temple Gilamont
8	Route du Stand 1
9	Avenue Reller 1
10	Avenue du Corsier 19
11	Rue d'Italie 56
12	Rue du Clos 12
13	Chemin de Verger 10

Tableau 37. Sous stations auxquelles sont raccordés des bâtiments communaux. Les toitures entourant ces sous-stations sont considérées pour la phase 1 de l'étude de Vevey.

Des toitures supplémentaires ont été proposées par Groupe E pour cette première phase de l'étude. Bien que ces toitures ne fassent pas partie des biens de la commune de Vevey, elles ont été considérées afin de déterminer leur potentiel et d'évaluer si un éventuel démarchage des propriétaires de ces toitures est intéressant. Ces toitures sont listées dans le Tableau 38.

Dénomination toiture	Adresse	Propriétaire de la toiture
Toiture chaufferie principale	Rue du Stand 2, Vevey	Groupe E
Toiture Fondation de Nant	Route de Nant, Corsier-sur-Vevey	Fondation de Nant
Toiture Merck Serono	Route de Fenil 25, Fenil-sur-Corsier	Merck Serono

Tableau 38. Toitures supplémentaires proposées par Groupe E et considérées pour la phase 1 de l'étude de Vevey

#### 7.7.4 Analyse du potentiel des toitures considérées

Cette première phase de l'étude de Vevey a permis d'identifier le potentiel sur l'intégration d'un système solaire thermique pour 8 sites différents. Les sites non présentés ont été éliminés en raison soit d'un potentiel trop faible (toiture trop petite ou mauvaise orientation) soient d'une difficulté administrative (commune non-propriétaire du bâtiment). Pour chacun des sites, deux technologies ont été envisagées : les capteurs plans et les capteurs à tubes sous vide. Dans le cas de la sous-station 1 et 9, deux configurations de systèmes ont également été analysées. Les productibles spécifiques de champ solaire et les coûts de la chaleur solaire pour toutes ces variantes sont présentés dans la Figure 64.

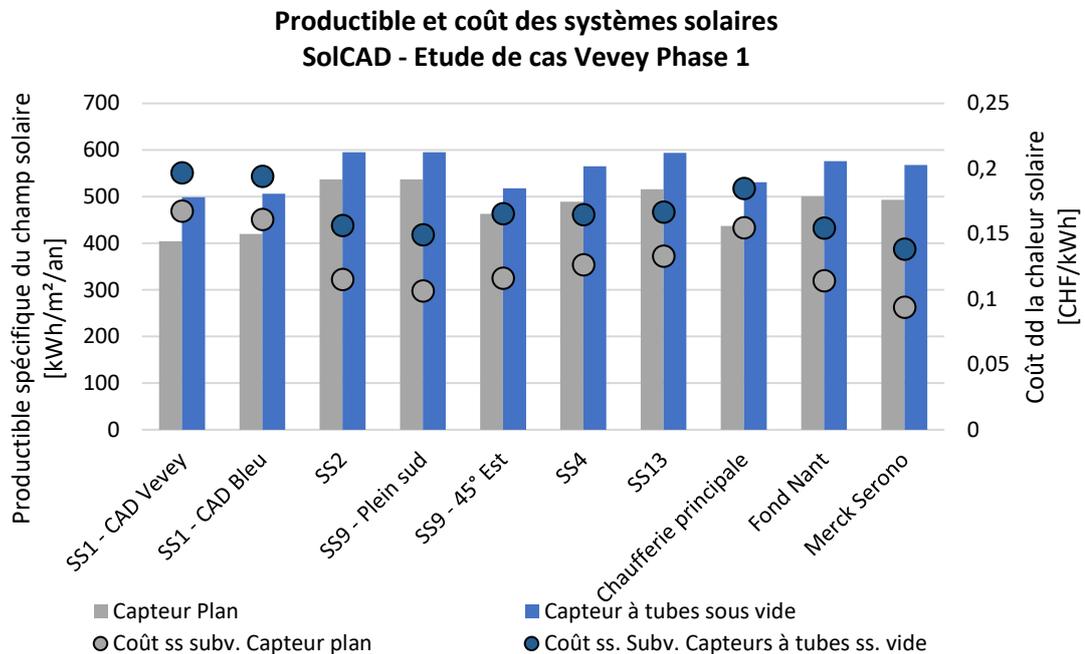


Figure 64. Productible spécifique (histogrammes) et coût de la chaleur (marqueurs) pour la totalité des variantes de systèmes solaires analysés durant la phase 1 de l'étude de cas de Vevey

Les résultats montrent que le productible spécifique et donc le productible total de chacun des systèmes est meilleur avec des capteurs à tubes sous vide. Néanmoins, dû au surcoût de ce type de capteurs par rapport au capteur plan, le coût de la chaleur solaire est plus faible pour les systèmes utilisant ce dernier dans tous les cas étudiés.

Pour les toitures considérées appartenant à la commune de Vevey, les meilleurs résultats technico-économiques sont obtenus pour la sous-station SS9 avec la variante des panneaux orientés plein sud. On remarque dans le cas de la sous-station SS9 que la variante permettant d'augmenter la surface de capteurs en les orientant comme le bâtiment (à 45° Est) ne permet pas de faire une économie d'échelle suffisamment importante pour compenser la perte de production due à une moins bonne orientation. De ce fait le coût de la chaleur solaire produite dans cette variante est plus élevé.

Les systèmes solaires intégrés aux sites de la fondation de Nant et à Merck Serono présentent un coût de la chaleur intéressant avoisinant les 10 cts. CHF/kWh avec des capteurs plans. Ce coût de la chaleur solaire est obtenu sans considérer les subventions. Ce coût compétitif est principalement dû à l'économie d'échelle importante pour ces grandes surfaces comme le montre la Figure 65 qui présente en fonction de la surface du champ solaire, le coût de la chaleur solaire avec et sans subventions pour les systèmes à capteur plans.



### Coût de la chaleur solaire par rapport à la surface du champ solaire composés de capteurs plans SolCAD - Etude de cas de Vevey Phase 1

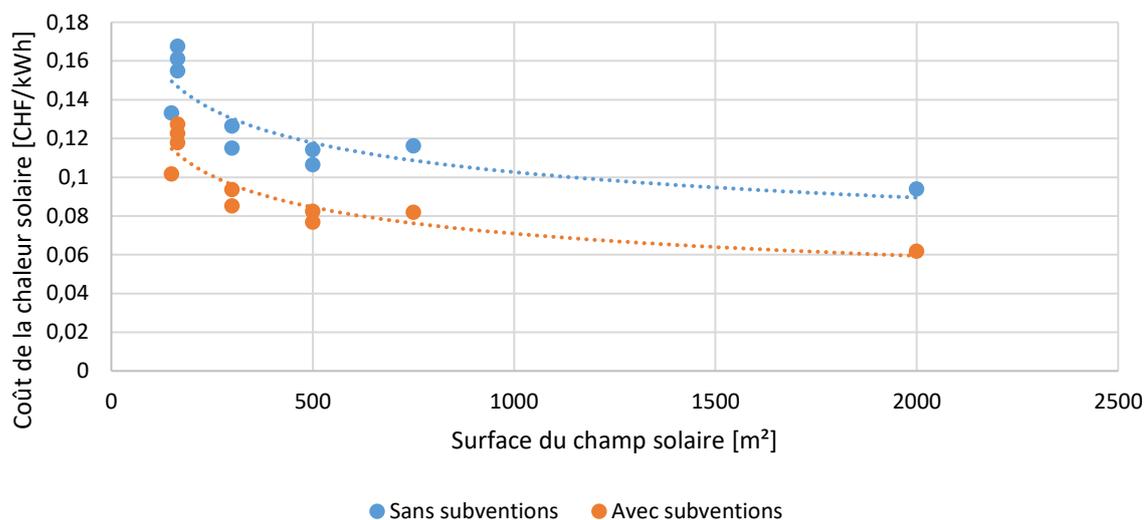


Figure 65. Coût de la chaleur solaire avec et sans subventions par rapport à la surface du champ solaire. Les résultats correspondent aux variantes de systèmes composés de capteur plans analysés durant la phase 1 de l'étude de cas de Vevey.

Le productible annuel spécifique des différents systèmes solaires à capteur plan de cette étude sont compris entre 404 et 537 kWh par m<sup>2</sup> de capteur par an. Pour ces productibles spécifiques, on voit clairement se dessiner une tendance de réduction du coût de la chaleur solaire dû à l'économie d'échelle. On voit également qu'avec des subventions, basées sur le ModEnHa, le coût de la chaleur solaire devient nettement compétitif, passant sous les 10 cts. CHF/kWh à partir de 300 m<sup>2</sup> de champ solaire.

#### 7.7.5 Analyse économique globale

Le réseau de CAD de Vevey est basé à 90% sur le bois-énergie, un appoint en gaz naturel étant nécessaire pour les 10% restants. La consommation de chaleur du CAD s'élève à environ **5.1 GWh/an**, avec des pertes de distribution d'environ **1.8 GWh/an (35%)**.

Suite à l'étude des zones exploitables pour la production de solaire thermique, l'objectif visé est une surface de capteurs de 2750 m<sup>2</sup> de l'entreprise Merck-Sereno et d'entrepôt Reller ce qui correspondrait à 1330 MWh/an ou 25% de la consommation totale du CAD. Le volume de stockage nécessaire est estimé à 600 m<sup>3</sup>. Les besoins estivaux peuvent être entièrement couverts en visant une couverture de solaire thermique de seulement 15%, et la solution proposée permettrait donc de couvrir une partie des besoins des saisons intermédiaires.

Dans le contexte actuel, sans subvention fédérale ou cantonale, l'implémentation du solaire thermique ne se révèle pas viable économiquement, et le projet est moins rentable que ceux de Verbier et Marais-Rouge, à conditions égales. Cela est également dû aux coûts d'investissement dans le stockage élevé. La forte proportion de bois-énergie, bien qu'inférieure que dans les deux autres cas (90% au lieu de 99%), implique aussi que peu de taxes CO<sub>2</sub> seront susceptibles d'être payées.



#### 7.7.5.1. Résultats

Le LCOH dans le cas de base s'élève à **environ 130 CHF/MWh, ce qui est plus élevé de 35% que dans le cas de Marais-Rouge**. La valeur actualisée nette est également négative, ce qui signifie que le projet n'est pas suffisamment rentable, le taux de rentabilité interne est à environ **0.7%**, pour un temps de retour de **23 ans**. Les indicateurs économiques sont généralement moins favorables que dans le cas de Marais-Rouge, ce qui est dû aux besoins en stockage plus élevés dans le cas de Vevey (estimés à 600 m<sup>3</sup>) ainsi qu'à une productivité solaire plus faible (480 kWh/m<sup>2</sup> contre 500 kWh/m<sup>2</sup>).

Atteindre une VAN positive est possible, mais pour des valeurs seuils plus faibles pour le coût d'investissement et plus élevées pour le coût de revient actuel du CAD :

Dans le cas d'une diminution des coûts d'investissement du champ solaire, la valeur limite pour que le projet soit rentable (VAN positive) est d'environ **330 CHF/m<sup>2</sup>** ;

Avec une subvention cantonale, en la fixant à un forfait de 1200 CHF (fixe) et 500 CHF/kW installé (variable), et une limite de 30% du coût total de l'installation, le projet n'est **pas rentable** pour les coûts d'investissement actuels. Le LCOH diminue de 130 CHF/MWh à **105 CHF/MWh**, pour un TRI de 2.4% et un temps de retour de 20 ans au lieu de 23.

Une augmentation du coût de revient actuel du CAD est nécessaire, mais le coût de revient doit être au minimum de 135 CHF/MWh dans les conditions actuelles (pas de subventions, coût d'investissement à environ 550 CHF/m<sup>2</sup>) pour que le projet devienne rentable.

La combinaison d'une subvention cantonale avec des certificats de compensation CO<sub>2</sub> à 100 CHF/tCO<sub>2</sub> sur une durée de 7 ans n'est pas suffisante pour que le projet devienne rentable. Une diminution du coût d'investissement d'au moins 150 CHF/m<sup>2</sup> est nécessaire en addition.



### 7.7.5.2. Analyses de sensibilité

Les mêmes quatre cas ont été définis que dans le cas d'études de Marais-Rouge, et les mêmes tendances sont observables.

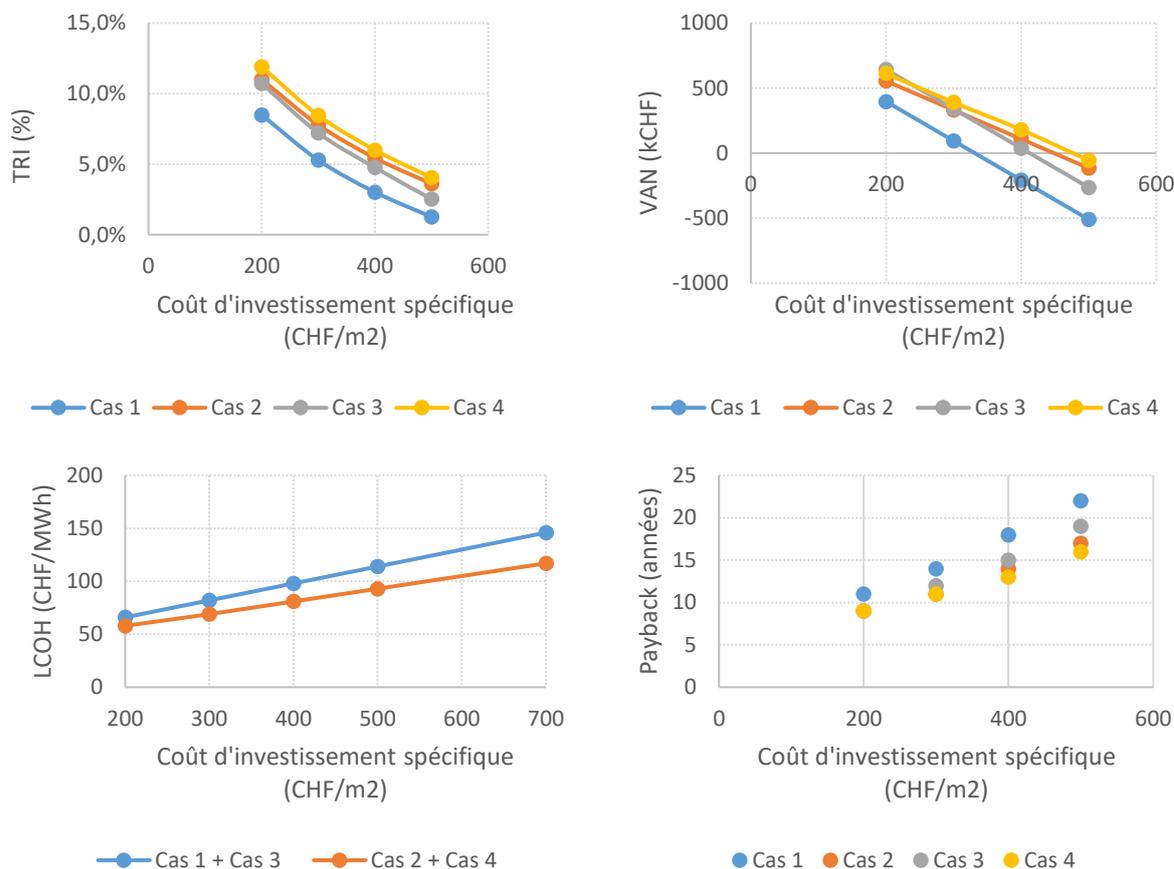


Figure 66 : Analyses de sensibilité pour le cas du CAD de Vevey

## 7.8. Conclusion des cas d'études

### 7.8.1 Analyse simulations horaires

Les éléments de conclusion vont être catégorisés en fonction du cas d'étude. Les réflexions faites sont néanmoins valables d'un CAD à l'autre.

#### 7.8.1.1. Marais-Rouge (les Ponts-de-Martel)

La première étape de cette étude a été la validation du modèle de simulation. La grandeur qui est comparée entre réalité et simulation est la température de retour à la source. Le KGE obtenu est de 0.44 ce qui est au-dessus du seuil inférieur de validation. A noter que, pour ce cas d'étude, les débits aux sous-stations n'étaient pas connus ce qui a ajouté une source d'erreur dans la simulation.

Pour ce cas d'étude, un scénario d'installation solaire a été étudié. Il prévoit l'installation de 1'800 m² de panneaux avec un stockage de 484 m³. Le scénario de stockage validé, deux scénarios de météo sont alors évalués. Le premier considère une année normale avec une météo changeante le long de l'année



et une période estivale de deux mois (juillet, août). Le deuxième considère une météo maussade sur la totalité de l'année (300 W/m<sup>2</sup> maximum) et une période estivale plus longue (juin, juillet, août).

Pour chacun de ces scénarios météorologiques, une simulation horaire a été réalisée. L'année classique permet d'éteindre sans problème la chaudière durant la période estivale (juillet, août) sans modifier la température de départ habituelle du CAD. La seconde année étudiée ne permet pas d'assurer une température de départ identique à l'année de référence. Le problème est que pour certains pas de temps, la température du fluide arrivant chez certains consommateurs est inférieure à 60 °C et ne permet pas la production d'ECS.

Ces simulations permettent d'identifier la nécessité d'attendre que le stockage ait atteint une certaine température pour éteindre les chaudières et avoir une source uniquement solaire. À noter que le stockage permet de soutenir le CAD, à hauteur de 30%, encore quelques mois après la fin de la période estivale.

#### 7.8.1.2. Verbier

La validation du modèle évalue le modèle comme acceptable en comparant la température de retour. Le KGE de Verbier est de 0.35. Les données des consommateurs étaient disponibles tout au long de l'année, alors que les données des sources étaient disponibles jusqu'au mois de mai seulement.

Deux scénarios ont également été étudiés pour ce cas d'étude. Une fois encore, une année normale et une année avec une mauvaise météo. Dans ce cas d'étude, ce n'est pas la variation de la température à la source qui a été étudiée, mais l'impact de la position de la source sur le réseau. En effet, l'installation d'une nouvelle source est prévue. Cela signifie que les conduites sont dimensionnées convenablement pour qu'on puisse installer une nouvelle source à certains endroits du réseau.

Le scénario d'ensoleillement nécessite l'installation de 1'200 m<sup>2</sup> avec un stockage d'un peu plus de 500 m<sup>3</sup>. De cette manière, il est possible d'éteindre les chaudières durant la période estivale (juin, juillet, août). La mauvaise météo ne devrait pas poser problème dans ce cas, la température de départ du stockage devrait être, en tout temps, supérieure à 80°C.

La simulation horaire a démontré que, lorsque la source était déplacée dans le réseau, il en résultait des différences importantes de niveau de température dans certains tronçons. Ce fait est lié à deux éléments principaux. Premièrement, l'extrémité du réseau (point le plus éloigné de la source) devient le point de départ. En bout de réseau, les pertes thermiques sont maximales. En changeant la position de la source, les zones les plus froides du réseau deviennent les zones les plus chaudes et inversement. Une différence de niveau de température dans les tuyaux résulte de ce fait.

Les grands écarts de température ont pour effet d'augmenter l'usure à moyen terme des conduites et mériteraient donc d'être plus profondément analysés si une source additionnelle est envisagée.

#### 7.8.1.3. Conclusion sur la modélisation horaire des différents cas d'étude

- La modélisation dynamique des réseaux CAD permet d'anticiper certains impacts techniques de l'introduction du solaire thermique. Il est par exemple possible d'analyser l'impact sur les températures dans les conduites d'une injection solaire décentralisée, ce qui permet d'anticiper des problèmes techniques tels que l'usure des conduites.
- Si un stockage conséquent, mais de taille raisonnable (<1000 m<sup>3</sup>) est présent, les installations solaires thermiques permettent probablement d'éteindre les chaudières bois et/ou mazout durant l'été sans avoir besoin de les rallumer même en cas de conditions météorologiques très défavorables.



## 7.8.2 Analyse économique et environnementale

Au niveau économique, les conclusions suivantes peuvent être déduites des analyses de ce chapitre :

- Les coûts d'investissement liés à la construction du champ solaire prédominent, représentant entre 75% et 95% des coûts d'investissement totaux – cette différence s'explique par les coûts de stockage plus élevés dans les cas de Verbier et Vevey.
- Sans subvention, aucun des cas d'étude ne présentait un retour sur investissement intéressant dans les conditions économiques actuelles.
- Les coûts d'électricité sont faibles en comparaison des coûts de maintenance, qui sont eux-mêmes principalement liés aux coûts d'investissement dans le champ solaire.

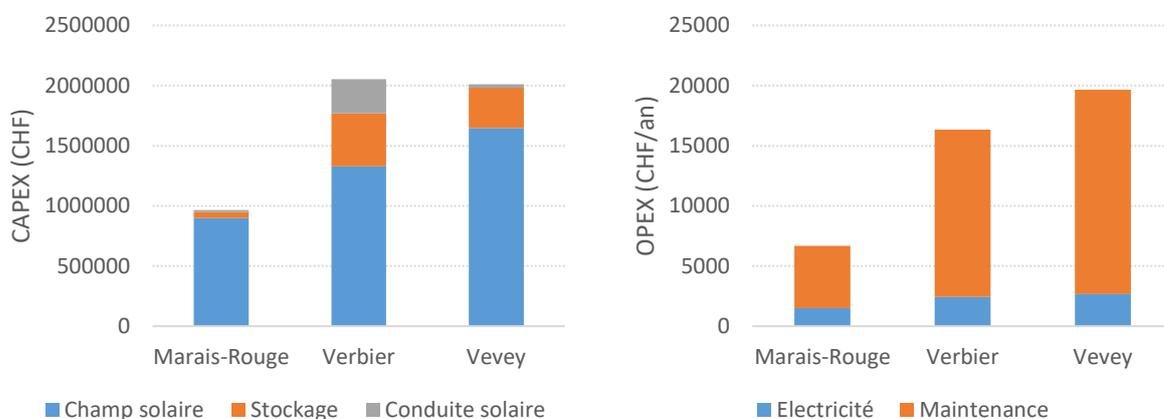


Figure 67 Comparaison des coûts par cas d'étude

Deuxièmement, les résultats des analyses économiques et des analyses de sensibilité sont plus pessimistes que celles de l'Agence Internationale de l'Energie. Ces dernières tablent sur une valeur d'environ 53 CHF/MWh (50 EUR/MWh) pour les systèmes de solaire thermique intégrés à des réseaux de chauffage urbains, pour les zones climatiques tempérées en Europe en 2020. Les estimations pour l'horizon 2050 sont dans l'ordre de 25-30 CHF/MWh, et cette différence de 50% est principalement due à des réductions du coût d'investissement spécifique (dû à la courbe d'apprentissage et à l'effet d'échelle).

La VAN et le temps de retour ont une dépendance quasi-linéaire avec le coût d'investissement spécifique, alors que le TRI évolue de manière non linéaire.

Une diminution des coûts d'investissement liés aux champs solaires et aux unités de stockage est essentielle pour améliorer la rentabilité du solaire thermique (diminution du LCOH, plus haute VAN et TRI plus élevé), avec, entre autres, le développement de nouvelles technologies plus performantes, et avec une implémentation à plus grande échelle. Dans les trois cas d'étude, des subventions cantonales/fédérales semblent nécessaires afin que cette technologie soit plus compétitive par rapport aux sources d'énergie fossile (mazout/gaz) et autres sources renouvelables (bois notamment). Des certificats CO<sub>2</sub> peuvent améliorer sa rentabilité, mais les bénéfiques sont négligeables dans les trois cas d'étude de ce travail, au vu de la faible proportion de chaleur fossile.

Au niveau de l'impact environnemental, pour les CAD utilisant principalement du bois qui sont la majorité des cas d'étude de SolCAD, l'impact positif de l'introduction du solaire thermique est principalement dues à une diminution des émissions de CO<sub>2</sub> biogénique (0.330 à 0.287 tCO<sub>2</sub>/MWh de chaleur pour le cas de Marais-Rouge), en d'autres termes à une optimisation de l'utilisation de la ressource bois qui peut ainsi être utilisé dans d'autres CAD ou simplement laissé dans les forêts. Economiser la ressource



en bois sera en effet critique dans les futurs scénarios énergétiques qui prévoient un important déploiement des CAD, dont des CAD utilisant du bois.

### 7.8.3 Remarques générales

L'intégration du solaire thermique est faisable techniquement dans des réseaux de CAD à grande échelle et peut être rentable à grande échelle, comme démontré dans les cas danois et autrichien. Néanmoins, les analyses économiques des 3 cas d'étude présentés dans ce rapport montrent que le développement à grande échelle dans le cas suisse nécessite des subventions au niveau fédéral/cantonal. Cependant, la comparaison des réseaux de Verbier, Vevey et Marais-Rouge n'est pas nécessairement la plus représentative des réseaux de CAD suisse, car ils utilisent à plus de 90%, voire à 99%, le bois-énergie. Dans ces cas précis, une couverture solaire des besoins estivaux en chaleur (donc d'environ 15% des besoins annuels) s'avère difficilement rentable économiquement, vu que la ressource substituée est principalement une ressource renouvelable avec un coût modeste, laquelle ne peut pas faire l'objet de projets de compensation CO<sub>2</sub>.

Le solaire thermique, dans ce cas, n'est compétitif qu'avec une forte réduction du coût d'investissement, d'au minimum 35-50%. Néanmoins, l'intégration du solaire thermique dans des réseaux de CAD à forte proportion de mazout/gaz présente un fort potentiel. Dans le cas où le coût de revient d'un CAD dépasse les 130-150 CHF/MWh, le solaire thermique peut être compétitif avec les coûts d'investissement actuels et une productivité excédant les 450-500 kWh/m<sup>2</sup>. Dans le cas contraire, des aides financières au moyen de subventions à l'investissement et des certificats CO<sub>2</sub> s'avèrent nécessaires.

En revanche, en prenant un peu de recul par rapport à un projet spécifique et en raisonnant du point de vue de la ressource en bois, le couplage entre le solaire thermique et le bois-énergie permet de réduire la pression sur la ressource bois et la rendre disponible pour d'autres projets. Paradoxalement, le potentiel de développement du bois-énergie dans les CAD s'en trouve augmenté.



## 8 Approche 3 : Analyse des conditions cadres et des conditions économiques

L'analyse proposée ici vise à :

- *Comprendre les enjeux et les conditions-cadres* du développement du marché des solutions solaires thermiques en tant que sources de chaleur pour les réseaux de CAD. Elle présente les avantages et faiblesses de cette solution, ainsi que les obstacles à son développement et propose des solutions pour les surmonter.
- *Décrire les aspects économiques, législatifs, organisationnels, structurels et techniques* qui influent sur le potentiel des CAD solaires. Elle prend en compte les éléments apportés par le projet et le groupe d'accompagnement (Figure 5) et permet d'obtenir une vision exhaustive et actualisée des enjeux et conditions-cadres.

### 8.1. Intérêts de l'énergie solaire thermique

Les avantages de la technologie solaire thermique sont bien connus et démontrés. Ces éléments sont donc brièvement résumés comme suit :

Avantages environnementaux	Avantages sociaux	Avantages financiers
Très faibles émissions de gaz à effet de serre Pas d'émissions locales de particules fines Permet d'éviter une utilisation de la ressource bois	Forte acceptation sociale Faibles nuisances (bruits et odeurs)	Prix de l'énergie constant sur 25 ans (investissement fort au début du projet, mais frais de maintenance faible) Création d'emplois locaux

### 8.2. Intérêts de l'intégration du solaire thermique dans les CAD

Si les intérêts du développement du marché du solaire thermique sont clairs, la technologie peine à être implémentée en Suisse. Les avantages sont néanmoins nombreux :

#### 8.2.1 Avantages techniques :

- La mutualisation des besoins par le chauffage à distance permet d'éviter les longues périodes de diminution des besoins et donc les risques de surchauffe de l'installation solaire thermique. Cela permet également une optimisation de la taille du stockage.
- L'intégration du solaire thermique dans un CAD implique que l'exploitation et la maintenance de l'installation soit faite par un professionnel qui porte attention aux performances de l'installation et limite le risque de mauvais fonctionnement.
- La possibilité d'arrêter la chaudière (notamment à bois) en été facilite sa maintenance et augmente l'efficacité globale sur l'année. L'économie de ressources renouvelables, mais limitées qui en découle est au moins aussi importante que pour les installations individuelles.



### 8.2.2 Avantages économiques :

- Il y a moins de limitation de dimensionnement que dans le solaire thermique individuel, car la consommation n'est pas limitée à un seul bâtiment.
- **Les économies d'échelle pouvant être atteintes par les grandes installations contribuent à des coûts de la chaleur solaire plus attractifs.**

### 8.2.3 Avantages sociaux :

- Le solaire thermique peut apporter une image plus positive et écologique des CAD. Plusieurs études montrent la très bonne acceptabilité de l'énergie solaire par la population locale (Allemagne, Autriche, Suisse)<sup>[1]</sup>. L'amélioration de l'image pour les CAD solaires peut permettre de convaincre plus facilement les propriétaires de se raccorder. Il s'agit en effet d'une ressource locale, sans les inconvénients des CAD alimentés par de la biomasse qui rencontrent souvent des oppositions parmi la population proche de la chaufferie (émissions locales, livraisons par camions, fumées des cheminées, etc.).

## 8.3. Barrières au développement du marché

Si les avantages du solaire thermique pour les CAD sont surtout environnementaux et techniques, parfois économiques, les barrières sont quant à elles de nature économique, législative et structurelle.

### 8.3.1 Considérations techniques

Il n'existe aucune barrière technique à proprement parler, car la technologie est déjà mise en œuvre dans de nombreux pays et il existe un retour d'expérience de plus de 30 ans. Cependant, certaines caractéristiques pouvant exercer une influence sur la rentabilité de l'installation ou sur la volonté d'un exploitant à choisir cette technologie sont régulièrement évoquées et discutées ici.

- **Température élevée des CAD** : Un argument souvent retenu contre l'intégration du solaire thermique dans les CAD est le niveau élevé de température nécessaire. Cependant, la technologie solaire thermique des capteurs à tubes sous vide permet de produire de la chaleur à haute température. Plusieurs installations sont en fonctionnement et délivrent à des CAD de la température à 85°C et plus. De plus, les températures de fonctionnement en été des CAD sont souvent plus basses qu'en hiver, et les opérateurs cherchent actuellement à diminuer ces températures. A long terme, les CAD basse température sont plus adaptés à l'évolution future des besoins en chaleur des bâtiments rénovés. Dans le projet SolCAD, le cas d'étude d'Yverdon illustre le potentiel solaire pour un CAD de ce type.
- **Complexité supplémentaire liée au champ solaire** : Parmi les retours d'expérience de la branche, la complexité de la régulation du champ solaire et de l'ajout d'une technologie supplémentaire pour une énergie d'appoint a été évoquée. Il apparaît donc clairement des besoins en formation des planificateurs, installateurs et opérateurs d'une part, et l'intérêt des solutions de contracting d'autre part. Dans ce dernier cas, la production solaire est gérée par le contracteur et non par l'opérateur du réseau, ce qui est particulièrement intéressant pour les petits gestionnaires de réseau. Le développement de solutions combinées « clé en main » bois + solaire ou géothermie + solaire peut aussi être une piste.
- **Dépendance à la météo et intermittence** : Le potentiel du solaire est limité sans stockage de par le découplage temporel des besoins et de la ressource. Si le raccordement au CAD permet déjà de limiter les besoins en stockage de l'énergie solaire, il ne permet pas de dépasser les 15-20% de fraction solaire sans augmenter sensiblement la taille du stockage. De nombreuses



solutions existent qui permettent d'atteindre jusqu'à 60% de fraction solaire comme c'est le cas à Gram (Danemark) par exemple<sup>[4]</sup>. Mais les installations ayant une fraction solaire élevée sont plus susceptibles d'être implantées au sol avec un bassin de stockage inter-saisonnier. Pour des raisons d'aménagement du territoire et de législation associée, il n'est généralement pas possible de mettre cela en œuvre en Suisse. A Berne, ewb a pourtant actuellement un premier projet de stockage inter-saisonnier par sondes géothermiques, et des synergies peuvent être trouvées entre ces stockages par bassins ou sondes géothermiques et les besoins d'aménagement du territoire (parc de jeux, parkings, etc.). L'intégration des stockages inter-saisonniers n'est pas l'objet du projet SolCAD, qui se concentre sur le potentiel du solaire thermique pour l'utilisation directe. Les nombreuses solutions existantes ainsi que les avantages et inconvénients des différentes technologies sont présentés entre autres dans un rapport de la tâche 45 de l'AIE [36].

- **Surchauffe en cas de faibles besoins de chaleur** : Le risque de surchauffe est limité du fait de l'intégration au CAD et de la mutualisation des besoins. Cependant, il est tout de même important de ce point de vue que l'installation (champ solaire et stockage) soit correctement dimensionnée par rapport aux besoins. De nombreux outils existent pour réaliser ce dimensionnement, mais les planificateurs suisses doivent encore être formés à cette technologie. Par ailleurs, des solutions techniques telles que les installations drainback<sup>3</sup> peuvent être envisagées pour limiter le risque si besoin.

### 8.3.2 Investissements et freins financiers

Les deux technologies du solaire thermique et du chauffage à distance nécessitent des investissements très importants au départ avec des temps de retour sur investissement élevés ce qui n'est pas dans les habitudes des investisseurs qui recherchent plutôt des solutions à court terme. Pour contrer cette faiblesse, des modèles d'affaires, de contracting ou des modèles participatifs, ont été analysés dans le cadre du projet SolCAD en 2021 et sont présentés dans les sections suivantes. L'intégration au CAD permet en effet d'imaginer d'autres modèles pour le solaire thermique. Par ailleurs, le solaire thermique permet de limiter les risques liés à l'investissement, puisqu'une installation par étape est envisageable.

#### 8.3.2.1. Coût des installations et effets d'échelle :

Une étude d'Ernst Basler + Partner AG [37] de 2014 a étudié les différences de prix pour les installations individuelles entre la Suisse, l'Allemagne et l'Autriche, qui sont notamment impactés par les coûts du travail plus élevés en Suisse. D'après cette étude, les coûts d'installation indiqués pour la Suisse sont de 2000 CHF/m<sup>2</sup> pour les bâtiments collectifs, et de seulement 1000 CHF/m<sup>2</sup> en Autriche.

En ce qui concerne les grandes installations, deux projets en Suisse ont permis de rassembler des chiffres concernant les coûts des installations : les études de faisabilité du SPF et le projet Sollnd [17]. Dans les deux cas, il s'agit de chiffres donnés par les fournisseurs et non d'installations réalisées.

Dans le cas des études de faisabilité, on observe que les coûts annoncés pour les installations d'environ 300 m<sup>2</sup> varient d'un fournisseur à l'autre de 30% pour les capteurs sous vide (entre 1236 et 1819 CHF/m<sup>2</sup>) et de 15% pour les capteurs plans (entre 939 et 1128 CHF/m<sup>2</sup>). L'écart de prix entre les différents fournisseurs est donc relativement important. En ce qui concerne les effets d'échelle, la baisse moyenne de coût spécifique entre 300 et 500 m<sup>2</sup> est de 21% et de 40 % entre 300 et 1600 m<sup>2</sup> environ. La diminution observée est donc plus rapide entre 300 et 500 m<sup>2</sup> qu'au-delà. Cependant, il s'agit de coûts donnés pour des installations spécifiques et la complexité de l'installation (en particulier le nombre de toitures concernées) joue aussi un rôle important dans les coûts annoncés par les fournisseurs.

---

<sup>3</sup> Ce système possède un circuit hydraulique autovidangeable limitant les températures de surchauffe



Les données obtenues dans le cadre du projet SolInd ont permis quant à elles de créer un outil d'estimation des coûts pour les grandes installations solaires thermiques. L'estimation est donnée à +/- 300 CHF/m<sup>2</sup>, ce qui est représentatif de la grande variabilité des coûts annoncés par les fournisseurs sur une même installation. La diminution des coûts proposée est linéaire, et donc moins importante pour les petites surfaces que dans le cadre des études de faisabilité du SPF, avec une baisse de 20 % en moyenne entre 250 et 1400 m<sup>2</sup>. Les chiffres publiés en 2017 par le Klima- und Energiefonds autrichien<sup>[9]</sup> montrent une bien moins grande différence de prix entre les installations suisses et autrichiennes que pour les petites installations individuelles. Les prix annoncés sont en effet très comparables et la différence est moindre que le **degré d'incertitude sur les données et la différence due au taux de change**.

#### 8.3.2.2. Coût de la chaleur

Les coûts de la chaleur distribuée par les réseaux en Suisse sont relativement faibles par rapport aux autres pays européens et en particulier au Danemark [38] ce qui rend la rentabilité des CAD solaires encore plus difficile à atteindre par rapport aux autres sources de chaleur. Cependant, l'étude du SPF a conclu que les grandes installations permettent d'obtenir des coûts de production de chaleur inférieurs à ceux des sources d'énergie conventionnelles. Grâce à des subventions et avec des conditions favorables, ces coûts peuvent également descendre en dessous de 5 centimes/kWh en Suisse.

#### 8.3.3 Aménagement du territoire

**Surfaces au sol** : En Suisse comme dans la plupart des pays d'Europe, l'occupation de surface au sol pour la production d'énergie thermique n'est pas prévue. En effet, l'approvisionnement étant basé principalement sur les énergies fossiles importées, ce besoin n'occupe traditionnellement pas de surfaces. Dans le cadre d'une relocalisation de la production d'énergie, le solaire thermique présente un avantage sur les autres énergies renouvelables locales, car rapporté à la surface, c'est l'énergie la plus efficace (40 fois plus de production que la biomasse sur la même surface).

Cependant, et contrairement à la production d'électricité, la production de chaleur doit se faire impérativement dans un périmètre proche des besoins, ce qui implique des contraintes et coûts de surface relativement élevés. Jusqu'à présent, les installations au sol ont été rejetées par divers milieux en Suisse et ne sont probablement pas admissibles à l'agrément sur les terres agricoles.

Les prix de revient les plus bas sont clairement possibles avec de très grandes installations au sol. De plus, il est souvent difficile de trouver des surfaces de toiture importantes et adaptées. La statique des toitures existantes est souvent insuffisante, surtout dans le cas des bâtiments industriels, et si ceux-ci ne sont pas la propriété de l'exploitant du réseau, il est difficile de conclure des accords d'utilisation à long terme.

### 8.4. Leviers au développement du marché

Plusieurs leviers sont à privilégier pour accélérer le développement du solaire thermique, certains étant discutés en détail dans les sections suivantes :

- **Proposer des installations à double usage et des concepts de renaturation** : Si la densité de population en Suisse n'est pas plus élevée qu'en Allemagne, la différence entre ces pays se joue sur la part de surfaces « improductives », qui limite les surfaces agricoles disponibles.



Surfaces	Suisse	Danemark	Allemagne
Agricoles-pâturages	36% yz alpages	74%	56%
Forêts	31.5%	11%	31%
Construit	7.5%	8%	9%
Improductif	25%	7%	4%
Habitants/km <sup>2</sup>	216	136	236

Tableau 35 : Description et comparaison des surfaces

Ces surfaces agricoles sont donc précieuses et doivent être conservées. Mais ce constat n'est pas incompatible avec le déploiement de grandes installations solaires. En effet, les doubles usages de surface se développent, permettant des synergies intéressantes. Ces pratiques du photovoltaïque peuvent être reprises pour le solaire thermique : ombrières de parkings, serres solaires, ombrières ou protection de cultures (vergers, vignes, champs), élevages, remplacement de culture énergétique (colza p. ex) par usage mixte [39]. De plus, l'installation peut être combinée avec des actions de renaturation, comme par exemple à Crailsheim dans le Baden-Württemberg, où des espèces locales ont pu reconquérir le territoire occupé par l'installation solaire.

- **Evaluer les possibilités d'usage des sols du point de vue législatif :** La Loi sur l'aménagement du territoire prévoit que les cantons désignent les parties du territoire qui se prêtent à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables et prévoit par ailleurs à l'article 24 des exceptions hors zones à bâtir. La question des installations au sol concerne aussi le photovoltaïque et Swissolar a lancé une action avec des juristes pour comprendre le cadre légal et la faisabilité des affectations pour double usage de ce point de vue. Les résultats n'ont pas encore été communiqués.
- **Promouvoir les locations de terrains :** Le prix de la surface peut impacter le coût final de l'installation, différentes solutions peuvent être envisagées pour réduire cet impact. Par exemple, le coût du terrain ne devrait pas être entièrement à charge de l'installation solaire thermique puisque sa valeur ne diminue pas ou peu avec le temps et il est possible d'envisager des solutions de location. Au Danemark, la surface n'est pas convertie à un autre usage que l'agriculture dans le plan communal, elle est juste temporairement utilisée pour la production d'énergie thermique.
- **Pour les installations en toitures, profiter des rénovations et des constructions de bâtiments :** Le prix du terrain en Suisse incite au développement des solutions en toiture malgré les obstacles évoqués ci-dessus. Le guide « solar district heating » indique en effet que les installations au sol sont les moins chères à moins que le prix du terrain ne soit supérieur à 50€/m<sup>2</sup>. Pour les installations en toiture, il s'agit de profiter des réhabilitations de toiture ou nouveaux bâtiments pour réduire les coûts et de ne pas limiter la couverture du toit à l'autoconsommation possible du bâtiment, mais d'envisager un raccordement au réseau CAD. Ici encore, un programme de formation des planificateurs est nécessaire pour que cette option puisse être considérée. L'intérêt de panneaux hybrides thermiques et photovoltaïques doit aussi être évalué dans l'avenir, si pertinent.
- **Promouvoir les coopérations entre opérateurs de CAD :** Une des caractéristiques principales du marché du chauffage à distance au Danemark, beaucoup plus développée, est le mode de gouvernance des opérateurs de CAD. Au Danemark, ce sont principalement des coopératives qui ne sont pas autorisées à faire des profits. Les échanges d'expérience entre les opérateurs fonctionnent très bien. Cependant, ce n'est pas le cas des marchés allemand, français ou autrichien, ce qui n'a pas empêché le développement de ces marchés, mais l'a probablement ralenti. De nombreux projets de développement de marché ont en effet été



nécessaires pour informer les différents acteurs des filières concernées et augmenter les échanges d'expérience. Des pistes sur les modèles d'affaires possibles sont données dans la section 8.5.

- **Clarifier les modèles de subventions** : Le modèle de prescriptions énergétiques des cantons 2014 (MoPEC 2014) prévoit à l'article 10.4 alinéa 7, « Lorsqu'un chauffage à distance est approvisionné par des rejets thermiques ou des énergies renouvelables, qu'il offre de la chaleur à des conditions techniques et économiques raisonnables, et qu'il approvisionne des zones selon l'al. 6, le canton ou la commune peut obliger les propriétaires d'immeubles à raccorder leur bâtiment au réseau dans un délai approprié et à permettre le passage des conduites ». La plupart des cantons ont repris cette option dans leur législation actuelle, sans en préciser les critères, mais pour des raisons politiques, cette possibilité est très peu utilisée par les communes. Par ailleurs, les subventions attribuées à un propriétaire pour le raccordement le sont uniquement si le CAD délivre une certaine part de chaleur renouvelable, fixée par chaque canton. Le solaire thermique peut ici contribuer à atteindre cette part, mais les objectifs ne sont pas particulièrement ambitieux (par ex. 50%) et la plupart des CAD sont déjà majoritairement renouvelables (1/3 de production fossile en moyenne en Suisse). Ces leviers légaux sont donc très peu contraignants et ne favorisent pas réellement l'introduction du solaire thermique dans le CAD. Des pistes de développement sur les subventions sont proposées dans la section 8.6.
- **Développer des business model adaptés** : Pour que les installations solaires thermiques sur CAD puissent se développer à grande échelle en Suisse, il est indispensable d'identifier et de mettre en œuvre les business model adaptés. Ce point est traité dans le chapitre suivant. A ce titre, s'inspirer des expériences étrangères s'avère essentiel. On peut notamment citer les 3 facteurs de succès du développement des CAD solaires au Danemark, présentés dans la figure suivante :

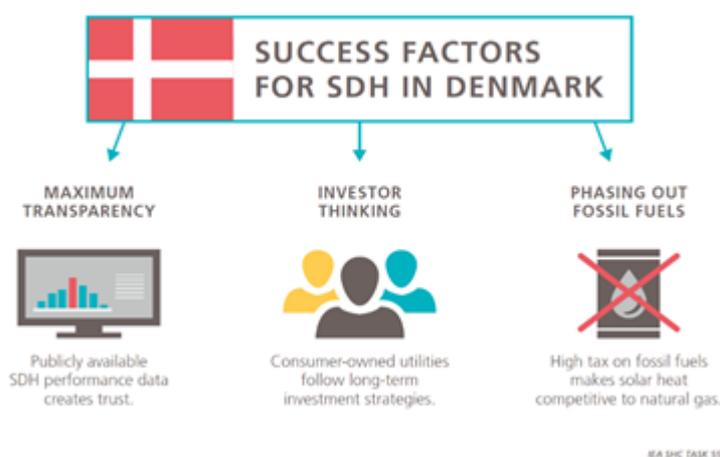


Figure 68 : Facteurs de réussite pour le chauffage solaire urbain au Danemark

## 8.5. Business model adapté au solaire thermique

Le modèle d'affaire applicable dépend principalement de deux critères : L'exploitant de la centrale solaire et le type de financement, les deux étant liés. Il existe deux options principales pour l'exploitation de la centrale solaire : (1) soit l'exploitant du CAD exploite lui-même la centrale, (2) soit il fait recours à du contracting et achète dans ce cas la chaleur à une société de services énergétiques. Des variantes existent, impliquant une exploitation par une partie tierce avec des clauses de performance énergétique.



Concernant le financement, des solutions de recours à un tiers-investisseur sont envisageables pour accroître les fonds propres et le montant à emprunter. Des subventions pour des projets de cette taille ne semblent pas à l'ordre du jour en Suisse, mais permettraient d'appuyer le développement de telles installations comme on peut le constater en Allemagne et en Autriche.

#### 8.5.1 Exploitation de CAD à base d'énergies renouvelables non solaires

Traditionnellement, l'opérateur du CAD exploite lui-même les installations de production de chaleur fossile (gaz, mazout), ou renouvelable qui alimentent son CAD. Dans certains cas, de la chaleur fatale est récupérée d'une infrastructure destinée à un autre objectif que l'alimentation du CAD. En Suisse on peut notamment citer les cas de figure suivants :

- La SATOM qui alimente le thermo réseau de Monthey sur base des rejets de chaleur de son usine d'incinération d'ordures ménagères (UIOM)
- Les SIG qui exploitent l'UIOM de Chenevier pour injection dans le CADIOM.
- Les Services industriels d'Yverdon avec leur CAD-STEP qui récupère de la chaleur de la station d'épuration pour injection dans le CAD de la ville.

Dans certains cas, de la chaleur fatale est rachetée à un opérateur tiers, tels que pour le CAD Ouest à Renens/Prilly qui rachète de la chaleur issue de l'UIOM de Tridel ou encore le Cadcime à Eclépens qui récupère la chaleur fatale en provenance de l'usine d'Holcim. La température doit dans un certain nombre de cas être remontée à l'aide d'une PAC.

#### 8.5.2 Exploitation de la centrale solaire

##### **L'exploitant du CAD construit et opère la centrale solaire thermique**

Une centrale solaire thermique est une nouvelle source d'énergie thermique dont la production dépend d'éléments extérieurs et n'est pas aussi maîtrisable que celle d'une chaudière par exemple. Cependant, contrairement aux installations produisant de la chaleur fatale, elle est construite dans le but spécifique d'alimenter le CAD. C'est pourquoi l'option la plus courante à l'heure actuelle est que l'opérateur du CAD investisse dans la centrale et l'opère lui-même.

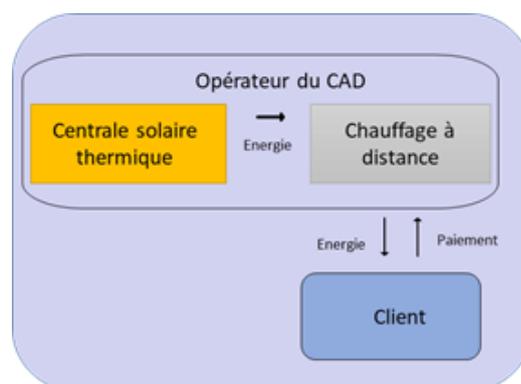


Figure 69 : Modèle d'exploitation de la centrale solaire (exploitant)

Cependant, dû au manque d'expérience avec ce genre d'infrastructure en Suisse, peu d'exploitants de CAD maîtrisent l'exploitation d'une centrale solaire thermique et le risque leur semble élevé. Un des risques concerne la régulation dynamique de la chaleur du système. De plus, les investissements initiaux sont très élevés et malgré les avantages pour la stabilité des coûts et une rentabilité possible à long terme, ces investissements sont difficiles à valider dans le cadre des critères de décision actuels des opérateurs. L'obtention de garanties de performances de l'installateur est un élément important



pour réduire le risque, mais qui ne suffit pas forcément à passer le cap de l'investissement. Le tableau ci-dessous dresse les avantages et inconvénients d'un tel modèle d'exploitation.

Avantages	Inconvénients
Contrôle direct du fonctionnement de la centrale	Taille de l'installation fonction de la capacité de l'opérateur à capter des financements, considérant un besoin en investissement initial important.
Gouvernance simple	Aspects techniques nouveaux, importance de pouvoir obtenir des garanties de l'installateur.
Accès à la chaleur solaire au meilleur coût (pas d'intermédiaire)	Totalité des risques techniques pour l'opérateur du CAD, notamment en cas de productivité moindre qu'escomptée.

Tableau 36 : avantages et inconvénients principaux d'une construction et exploitation de centrale solaire thermique par l'exploitant du CAD

### Contracting

Le principe du contracting qu'une société de services énergétiques (*Energy Service Company - ESCO* en Anglais) investisse, construise et exploite la centrale solaire et revende la chaleur à un prix fixe du kilowattheure à l'opérateur du CAD, qui s'engage en échange à l'acheter pour une durée préalablement définie.

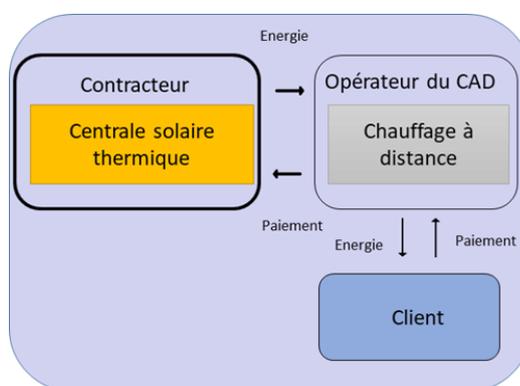


Figure 70 : Modèle d'exploitation de la centrale solaire (contracting) Dans le cas du solaire photovoltaïque notamment, l'exploitation des installations par un contracteur a séduit beaucoup de clients. En effet, les propriétaires des toitures ne souhaitent souvent pas s'occuper de l'installation, ce qui est d'autant plus vrai pour une installation solaire thermique qui demande un suivi plus important. Pour les opérateurs de réseau thermique, cela limite le risque.

Il n'y a pas de centrale en opération en Suisse fonctionnant sur cette base. C'est un modèle plus développé à l'étranger, notamment par les sociétés ci-dessous.



Entreprise	Description
<u>NewHeat</u> Contact : <u>Thibault Perrigault</u>	<ul style="list-style-type: none"><li>- Entreprise de fourniture de chaleur basée en France.</li><li>- 4 installations opérationnelles en France, un projet en cours en Croatie</li><li>- Projets à partir de 3000 m<sup>2</sup></li><li>- Maîtrise technique pour le design, l'assemblage, l'installation et l'exploitation</li></ul>
<u>Enertracting</u>	Entreprise basée en Allemagne.

Tableau 37 : exemples de sociétés de contracting de chaleur

Les avantages et inconvénients sont listés dans le tableau ci-dessous.

Avantages	Inconvénients
Permet de lever la barrière de l'investissement initial important en apportant des capitaux et/ou facilitant l'accès à des financements tiers	Solution peu adaptée pour les petites installations, typiquement sous le million de CHF (coûts de transactions élevés liés notamment à la complexité contractuelle), mais le contracteur peut grouper des projets de petites tailles pour atteindre un volume qui intéresse les prêteurs.
Risques partagés avec le contracteur : risque technique pour le gestionnaire de CAD en cas de soucis d'approvisionnement de la faute du contracteur, risque financier pour le contracteur en cas de soucis de paiement du gestionnaire de CAD	Réticence à l'externalisation par les gestionnaires de CAD
Accès à l'expertise technique du contracteur, tant pour la conception que pour l'opération	Engagement moindre de l'opérateur du CAD dans l'approvisionnement
Pas besoin de ressources dédiées auprès de l'opérateur du CAD qui peut se concentrer sur la distribution de chaleur	

Tableau 38 : avantages et inconvénients d'un modèle d'affaire de contracting énergétique pour l'approvisionnement en chaleur thermique d'un CAD

comme dans le cas du PV, une variante est une situation où la société qui fournit les services énergétiques dispose elle-même d'un certain niveau d'autoconsommation, la part vendue au réseau de chaleur étant l'excédent. Cela implique qu'une part de l'apport sur le réseau est injectée sans que les quantités soient fixées à l'avance, même si des accords peuvent être passés pour plafonner les paiements. Un cas extrême est celui de l'opérateur de CAD berlinois BTB qui permet l'intégration dans son réseau de chaleur de l'excédent de chaleur produit par les panneaux solaires thermiques d'un écoquartier, selon un système de facturation nette. Dans ce cas, la valeur d'un kWh injecté est équivalente à celle d'un kWh soutiré sur l'année. Le CAD fait ici office de stockage annualisé de la production de la centrale. Aucun cas de la sorte n'est répertorié en Suisse. Il faut également noter que l'injection de chaleur de la sorte pose un vrai défi au niveau du choix de la configuration adéquate pour la sous-station.



#### 8.5.2.1. Garanties de performance

Des situations hybrides entre les deux modèles présentés peuvent exister.

En Suisse l'on peut citer le modèle qui a été utilisé dans le cadre de la centrale SOLARCAD II des SIG à Genève. Pour cette installation, les SIG ont payé deux tiers de l'investissement à la société qui a réalisé et exploite l'installation (TPV Solar) et le dernier tiers a été avancé par cette dernière. Elle récupère ce financement en vendant la chaleur injectée dans le CAD aux SIG dans le cadre d'un contrat établi sur 20 ans. Le prix de vente de la chaleur est indexé à la production annuelle de chaleur solaire : plus la productivité du champ solaire est élevée plus le coût d'achat de la chaleur par SIG l'est également, ce qui incite l'exploitant à maximiser le productible. D'autres configurations sont possibles au cas par cas.

#### 8.5.3 Financement

##### **Tiers-investisseur**

Au-delà de fonds propres que le porteur de projet peut amener, le recours à un tiers investisseur permet de capter du capital supplémentaire, ce qui permet d'accroître le montant qui peut être emprunté par la suite et donc globalement de lever des fonds plus importants, nécessaires pour les grandes installations. Au-delà de l'apport en capital, le tiers investisseur joue typiquement un rôle dans la recherche d'emprunts, de subventions, dans l'établissement de contrats, la négociation des garanties d'achat de chaleur, etc.

Le projet est alors obligatoirement mis en œuvre par une société de projet, que le tiers investisseur peut structurer. La gouvernance du projet est cependant modifiée, le tiers-investisseur étant alors partie intégrante de la vie du projet. Il peut également jouer un rôle dans la gestion. La chaleur est typiquement vendue dans le cadre d'un contracting.

Des partenariats public-privé peuvent se créer sur cette base avec des prises de participation d'entités publiques, typiquement les villes, communes ou région d'implantation des centrales. Sur base des retours d'expérience en France, des villes ont ainsi pris part au capital en contrepartie de la mise à disposition d'un terrain pour la réalisation de la centrale solaire.

L'implication de citoyens dans les centrales solaires thermiques à travers des financements participatifs est également une possibilité, déjà pratiquée à l'étranger, typiquement dans le cas de preneurs de chaleur du CAD. On distingue typiquement 4 formes : une prise de participation en tant que telle (crowdfunding), ou alors des apports en prêt (crowdlending), ou en dons (crowdsupporting ou crowddonating).



Des exemples de tiers investisseurs sont repris dans le tableau ci-dessous.

Structure	Description	Champ action
<u>kyotherm</u> Contact : <u>Remi Cuer</u>	Crée en 2011, réalisation de projets de production de chaleur renouvelable et de projets d'économies d'énergie.	Basée en France avec des filiales en Allemagne et au Royaume-Uni. Première centrale solaire thermique mise en service en 2021 (pour un client industriel – pas encore de centrale solaire raccordée à un CAD dans le portefeuille).
TVP Investment Contact : <u>Florent Saunier</u>	La société de capteurs solaires thermiques <u>TVP solar</u> a créé courant 2021 une société fille « TVP investment » pour fournir ce genre de prestations	basé en Suisse. Pas de réalisations à ce jour à titre d'investissement.

Tableau 39 : exemple de tiers investisseurs actifs sur le solaire thermique

#### 8.5.3.1. Emprunt bancaire

Du retour d'expérience collecté dans le cadre de la présente étude, un volume minimum important doit être atteint pour intéresser les prêteurs, ce qui, dans le cas de centrales en France a mené des porteurs de projets à combiner des projets au sein d'une holding afin d'aller chercher de la dette pour 15 millions d'euros.

Une fois ce type de montants atteint, la technologie maîtrisée et les prévisibilités sur les coûts permettent sans trop de difficultés d'obtenir les emprunts, selon plusieurs porteurs de projets contactés.

Le taux proposé par la banque dépend notamment de l'opérateur : commune, coopérative ou entreprise privée. Les entités publiques ont accès à des taux plus bas. Il y a de ce point de vue un intérêt à associer une entité publique dans le projet. Le cas spécifique des subventions est discuté indépendamment dans les sections suivantes.

## 8.6. Subventions

### 8.6.1 Le cas suisse

La situation est peu claire en matière de subventions en Suisse.

Il n'y a pas de subvention à l'échelle nationale pour le solaire thermique. Dans le cadre d'une intégration à un CAD, les projets peuvent cependant bénéficier en Suisse d'attestations CO<sub>2</sub>, à partir du moment où l'énergie solaire remplace une production de chaleur fossile.

A l'échelle cantonale, des subventions du programme bâtiment existent pour le solaire thermique (M08), mais sont plutôt destinées à des petites installations pour l'eau chaude sanitaire et chauffage, sans qu'il y ait de limites de taille formelle. Il n'existe pratiquement pas de règles contraignantes pour les systèmes à grande échelle connectés au réseau. Le raccordement de SOLARCAD II (784 m<sup>2</sup>) à Genève n'a par exemple pas pu bénéficier de subvention. Dans certains cantons, il n'y a pas de subventions du tout. De manière générale, les cantons ont des budgets limités et préfèrent généralement financer plusieurs petites installations plutôt qu'une grande. De plus, ils font dépendre leur engagement financier de la participation de la Confédération par le biais de contributions globales. Toutefois, cette question ne peut être clarifiée qu'après l'introduction d'une demande concrète de subvention et la réalisation des préparatifs de planification correspondants.



Du point de vue du CAD (M18), la subvention se fait au MWh d'énergie renouvelable livré. En tant qu'énergie secondaire, l'investissement dans l'installation solaire est quasiment toujours supplémentaire et ne permet pas de livrer plus de chaleur. L'avantage économique du solaire thermique peut donc uniquement se constituer sur la base des ressources économisées et la subvention n'a pas d'impact sur ce plan. Comme pour les attestations CO<sub>2</sub>, cette subvention n'est donc applicable que si le solaire remplace une énergie fossile dans le mix énergétique du réseau. Dans beaucoup de cantons, le revenu issu de la vente d'attestations CO<sub>2</sub> n'est pas cumulable avec les autres instruments de soutien cantonaux, car le canton lui-même émet des certificats CO<sub>2</sub> en échange des subventions qu'il octroie. Cette situation devrait être clarifiée pour simplifier le développement d'un marché pour l'utilisation de la chaleur solaire dans les CàD.

### 8.6.2 A l'étranger

Plusieurs types de subventions existent dans les pays voisins pour promouvoir l'intégration de l'énergie solaire sur le marché thermique.

#### 8.6.2.1. Cas de l'Allemagne

Les soutiens au solaire thermique dans les réseaux de chauffage à distance se font à travers le programme de promotion du marché (*Marktanzreizprogramm*, abrégé MAP), en lien avec le ministère fédéral de l'Economie et de l'Energie (*Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, abrégé BMWi). Il est destiné à la fois aux personnes privées et aux communes, et subventionne, entre autres, la construction de grandes installations de chauffage renouvelable, que ce soit biomasse, solaire ou hybride (e.g. mazout/solaire) [40]. Le MAP comprend deux volets de financement, en fonction du type et de la taille de la mesure d'investissement :

Pour les installations de petite taille (max. 100 kW, généralement pour foyers privés et entreprises), des subventions de l'Office fédéral de l'économie et du contrôle d'exportation (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, abrégé BAFA) peuvent être accordées pour le solaire thermique.

Pour les installations de grande taille (par exemple, pour de larges investissements dans des procédés de chauffage renouvelable), des prêts bonifiés (faibles taux d'intérêt) et des subventions de remboursement à travers la KfW (institut de crédit pour la reconstruction) peuvent être accordés pour les grandes installations de solaire thermique, ainsi que pour les grands systèmes de stockage de chaleur.

Une évaluation du programme a été conduite en 2018 [41] en se basant sur le nombre de projets financés, mesures réalisées, etc. Il est intéressant de noter que les subventions des systèmes renouvelables de grandes tailles s'élèvent généralement à **environ 20%** du volume d'investissement, tandis que les prêts financent en moyenne jusqu'à **50%** des investissements déclarés. Les aides financières consistent en un forfait au m<sup>2</sup>.

La part de systèmes solaires thermiques financés à travers la KfW, en 2018 uniquement, s'élève à moins de 2% en nombre de systèmes installés, pour une capacité totale de 3 MW. Il est à noter que le montant des subventions d'investissement est variable selon les années, et est en baisse entre 2011 et 2020. Ces subventions peuvent aller jusqu'à 50% des coûts d'investissement.

#### 8.6.2.2. Cas de l'Autriche :

Un programme de financement exclusivement dédié aux projets commerciaux de solaire thermique est mis en place depuis 2010, pour des surfaces comprises entre 100 et 10'000 m<sup>2</sup> [42]. 119 projets pour centrales solaires pour CAD ont été soumis jusqu'en 2019, 102 ont été nominés pour participer au programme. Les soutiens financiers consistent en :



Des **aides financières à des études de faisabilité** pour tout projet avec une surface de collecteurs supérieure à 5'000 m<sup>2</sup>, à hauteur de 100% (ou jusqu'à 100'000 EUR) ;

Des **subventions d'investissement** avec uniquement des plafonds relatifs (50% pour des systèmes de moins 2'000 m<sup>2</sup>, 30%+5% (stockage) pour des systèmes de taille supérieure).

Le financement dédié a pour objectif de couvrir 40-50% des coûts additionnels d'un système de solaire thermique en comparaison avec un système de référence au mazout. Les aides financières consistent en un forfait au m<sup>2</sup>.

Les retours d'expérience montrent que ces programmes suscitent un fort intérêt, en partie dû au nombre élevé de fabricants de collecteurs solaires en Autriche. Une majorité des projets approuvés (environ 55% en termes de surface et en nombre de projets) concerne des installations de solaire thermique couplées à des réseaux de chauffage urbain. Une tendance claire vers des systèmes plus complexes avec cogénération, pompes à chaleur, unités de stockage souterrain se dessine.

Ces incitations financières de subventions à l'installation se complètent à des obligations réglementaires. L'objectif de ces dernières était la généralisation des ENR pour le chauffage et l'eau chaude pour des bâtiments neufs ou rénovés, et celles-ci favorisent le solaire thermique déjà bien implanté [43].

#### 8.6.2.3. Cas de la France :

Les soutiens au solaire thermique prennent la forme de subventions régionales, dont les conditions changent de région en région, ou nationales, à travers des appels à projet pilotés par l'Agence de la Transition Ecologique (abrégée ADEME) et le Fonds Chaleur [9]. Ces volets peuvent être classifiés comme suit :

- Des **aides directes à l'investissement** pour des champs solaires de petite taille (surface généralement inférieure à 25-50 m<sup>2</sup>), soutenues à 50% par la région, 50% par l'état, avec des plafonnements relatifs (% déterminé par type de demandes) et absolus (soutien maximum exprimé en EUR/m<sup>2</sup>).
- Des **aides directes à l'investissement** ou à **des études de faisabilité** pour des installations de grandes tailles couplées à un réseau de chaleur avec stockage (production annuelle supérieure à 700 MWh/an ou surface de capteurs supérieure à 1500 m<sup>2</sup>) dans le cadre du Fonds Chaleur – l'éligibilité passe par des études de bureaux d'ingénieurs.
- Des **aides directes à l'investissement** [44]-à travers des appels de projets annuels pour des projets jugés *économiquement compétitifs*, dans des territoires à forte demande d'eau chaude. Ces appels comprennent des contraintes au niveau de la surface de capteurs à installer ainsi que sur la productivité solaire utile à travers des appels de projets annuels pour des projets jugés *économiquement compétitifs*, dans des territoires à forte demande d'eau chaude. Ces appels comprennent des contraintes au niveau de la surface de capteurs à installer ainsi que sur la productivité solaire utile.

Les aides mentionnées dans les deux premiers points peuvent aller jusqu'à 30% du prix de l'installation. Il est important de noter que leur montant est basé sur un % du prix final, et non pas sur un forfait au m<sup>2</sup> comme en Allemagne ou en Autriche.



### 8.6.3 Retours d'expérience et recommandations

Les retours sur les programmes de subventions du solaire thermique suggèrent qu'une forte implémentation du solaire thermique dans les réseaux de CAD est corrélée aux points suivants :

- Des **aides financières à des études de faisabilité** pour des systèmes à grande échelle, couvrant une partie, ou, dans l'idéal, comme en Autriche, la totalité des coûts de ces analyses, permettraient de sélectionner en amont les projets les plus pertinents. Des **subventions d'investissement** sont nécessaires si le LCOH du solaire thermique est plus élevé que celui des systèmes conventionnels fossiles voire à bois, comme c'est le cas à l'heure actuelle.
- Le plafonnement (relatif et/ou absolu) de ces subventions peut dépendre des acteurs impliqués (entreprises, communes) et de la surface nécessaire. Le montant du financement pourrait, comme en Autriche, être défini de telle manière à compenser fortement les coûts additionnels par rapport à un CAD de référence. Les **subventions d'investissement** pourraient également couvrir les **unités de stockage** de chaleur, comme en Allemagne et en Autriche. Un **bonus de financement pour les unités de stockage de chaleur** avec une classe d'efficacité d'au moins **B**, comme suggéré dans les pistes d'amélioration du programme allemand MAP, pourrait être pertinent.
- Les retours d'expérience autrichiens ont montré qu'un monitoring de ces installations était essentiel, surtout durant la première année. Comme suggéré dans les pistes d'amélioration du programme allemand MAP, un **bonus de financement pour du monitoring innovant** pourrait être pertinent.
- Le choix de consacrer un **programme de financement avec un fonds exclusivement dédié au solaire**, comme en Autriche, semble essentiel. Cela permet, à fonds limités, d'éviter une compétition directe entre les différents types d'énergie renouvelable (géothermie, biomasse/cogénération, solaire thermique) dans le secteur de la chaleur.

Ce problème a été rencontré dans les cas allemand et français, avec relativement peu de projets proposés et acceptés de solaire thermique à grande échelle, voire avec un déclin sur les dernières années. Par exemple, le Fonds Chaleur en France a particulièrement favorisé l'usage de la biomasse au détriment du solaire thermique.

- Les aides financières doivent préférablement consister en des **aides basées sur un forfait au m<sup>2</sup>**, comme en Autriche et en Allemagne, et non sur un % du prix final, comme en France, ce qui a favorisé une inflation des coûts d'installations du solaire thermique dans la période 2008-2012.

D'après les retours d'expérience autrichiens, les opérateurs comparent systématiquement les LCOH du solaire thermique avec ceux du mazout et du bois. Il est important de mettre en exergue les points suivants :

- Les coûts de maintenance du solaire thermique sont plus faibles, et la durée de vie attendue est plus longue que celle des systèmes « conventionnels ». L'augmentation probable des taxes CO<sub>2</sub> et des combustibles fossiles sur les prochaines années va réduire les différences entre les coûts d'un système « classique » au mazout ou au gaz et celui d'un CAD solaire, dans le cas où ce dernier n'est pas intrinsèquement compétitif. L'intégration du solaire thermique dans un CAD à bois permettrait un développement plus poussé du réseau dû à la capacité de production plus élevée, ou, alternativement, à la valorisation de la biomasse dans d'autres secteurs (e.g. bioraffineries) s'il y a une limitation en termes de ressources forestières/agricoles.

Il faut souligner que les premières installations solaires thermiques sur réseau de chaleur ont été développées en complément au bois énergie au Danemark et en Allemagne.



## 9 Approche 4 : Partage d'expérience

### 9.1. Groupe d'accompagnement

Un groupe d'accompagnement composé des professionnels du solaire thermique et des CAD a été mis en place pour soutenir le projet et assurer son adéquation avec les besoins des professionnels. Ce groupe s'est réuni trois fois durant le projet. La première réunion a été consacrée à la discussion et à la validation des leviers et barrières du solaire thermique dans les CAD. Les résultats de cette discussion ont permis d'enrichir l'analyse présentée au chapitre 7.2 de ce rapport. La deuxième réunion du groupe d'accompagnement était centrée sur l'impact économique de l'introduction du solaire thermique dans les CAD et a permis de compléter les business model proposés au chapitre 8. Finalement, la dernière réunion s'est centrée sur le partage et la discussion des résultats des chapitres 6 et 7 . Cette réunion a été complétée par une visite de l'installation SolarCAD II sur le site des services industriels de Genève.



Figure 71 L'installation SolarCAD II (Crédit image TVP Solar)



## 9.2. Sondage auprès des gestionnaires de CAD

Pour compléter les discussions du groupe d'accompagnement, un sondage auprès des opérateurs de CAD et des professionnels de la branche au sujet de leur intérêt pour le solaire thermique a été effectué en avril 2021. Les résultats de ce sondage sont résumés dans ce chapitre.

### 9.2.1 Méthodologie

Une base de données contenant 54 personnes a été constituée basée sur les contacts développés au sein de groupe d'accompagnement ainsi que sur la liste des clients et partenaires des membres du consortium. Les personnes sélectionnées sont en majorité des gestionnaires ou des développeurs de CAD. Ces personnes ont été contactées par email et ont ensuite pu répondre à un questionnaire en ligne comprenant neuf questions. L'outil « GoogleForm » a été utilisé pour gérer le sondage en ligne. Le sondage était en français et, bien qu'il n'ait pas été formellement limité à des participants romands, la majorité des réponses proviennent de cette région linguistique.

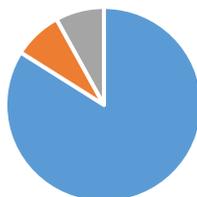
Le taux de réponse a été de 46%, soit 25 réponses sur 54 contacts, ce qui est un taux de réponse usuel pour ce type de sondage [45].

### 9.2.2 Intérêt de la branche pour la solaire thermique

Cette partie du sondage était composée de trois questions :

5. Considérez-vous le solaire thermique comme une source de chaleur potentielle ?

Considérez-vous le solaire thermique comme une source de chaleur potentielle ?



■ Oui ■ Non ■ Mitigés

6. Avez-vous déjà analysé ou mandaté des études à ce sujet pour le développement du/des CAD dont vous avez la charge ?

Avez-vous déjà analysé ou mandaté des études à ce sujet pour le développement du/des CAD dont vous avez la charge ?

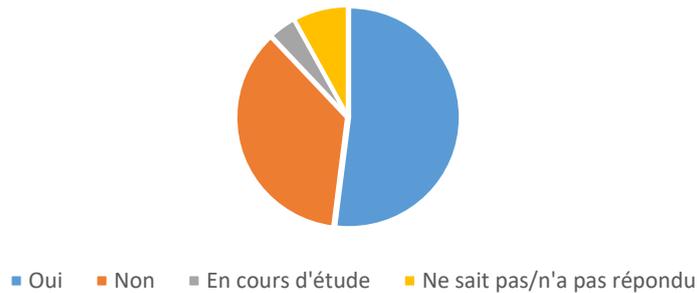


■ Oui ■ Non



7. Avez-vous des projets de CAD existants ou à construire pour lesquels le solaire thermique serait intéressant ?

Avez-vous des projets de CAD existants ou à construire pour lesquels le solaire thermique serait intéressant ?



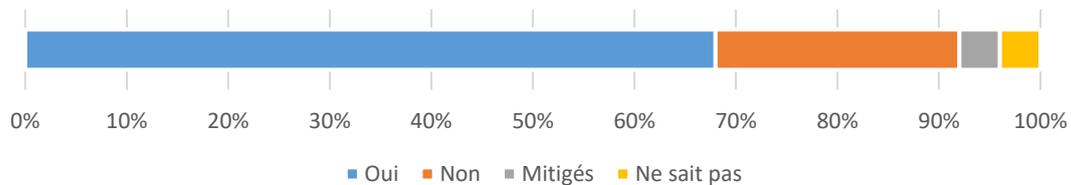
Le sondage tend donc à montrer que la branche des CAD a de l'intérêt pour la technologie du solaire thermique et considère cette technologie comme une option potentielle pour les CAD existants.

9.2.3 Obstacles et opportunités identifiés pour l'introduction du solaire thermique dans les CAD

Dans un deuxième temps, nous nous sommes intéressés aux difficultés et avantages du solaire thermique selon la perception des professionnels de la chaleur à distance.

8. Pensez-vous qu'une installation solaire thermique puisse améliorer le bilan écologique du/des CAD que vous gérez ?

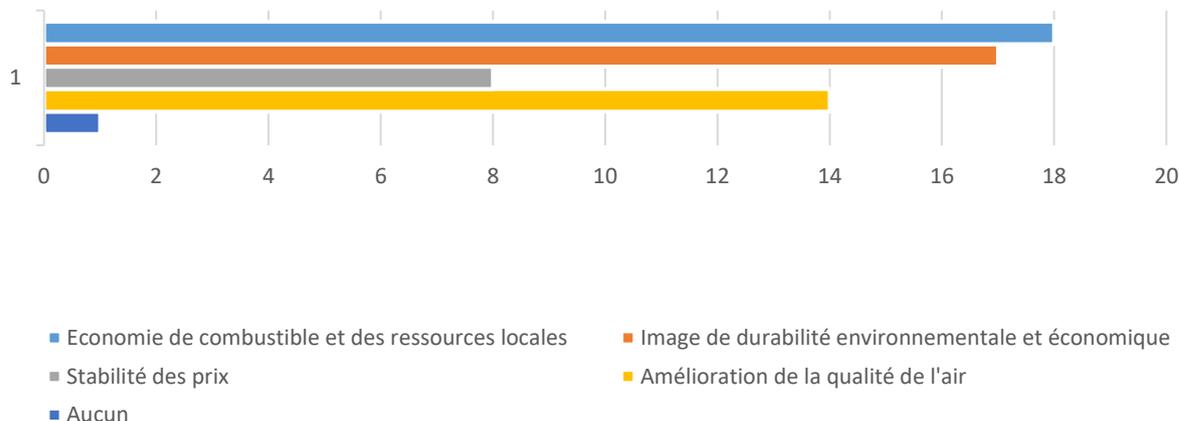
Pensez-vous qu'une installation solaire thermique puisse améliorer le bilan écologique du/des CAD que vous gérez ?





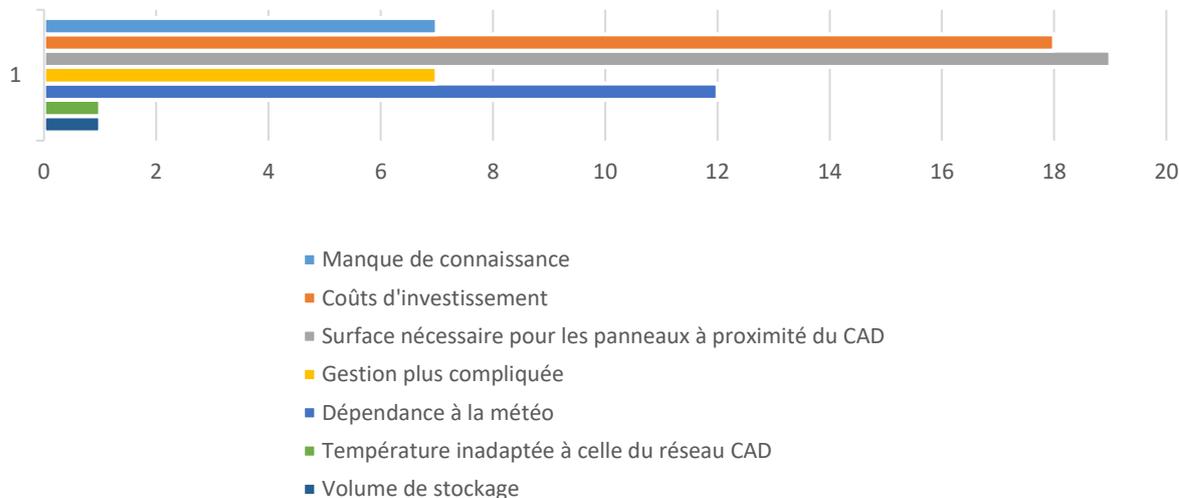
### 9. A votre avis, quels sont les avantages du solaire thermique dans les CAD ?

Quels sont les avantages du solaire thermique dans les CAD?



### 10. Selon vous, quels sont les défis du solaire thermique dans les CAD ?

Quels sont les challenges du solaire thermique dans les CAD?



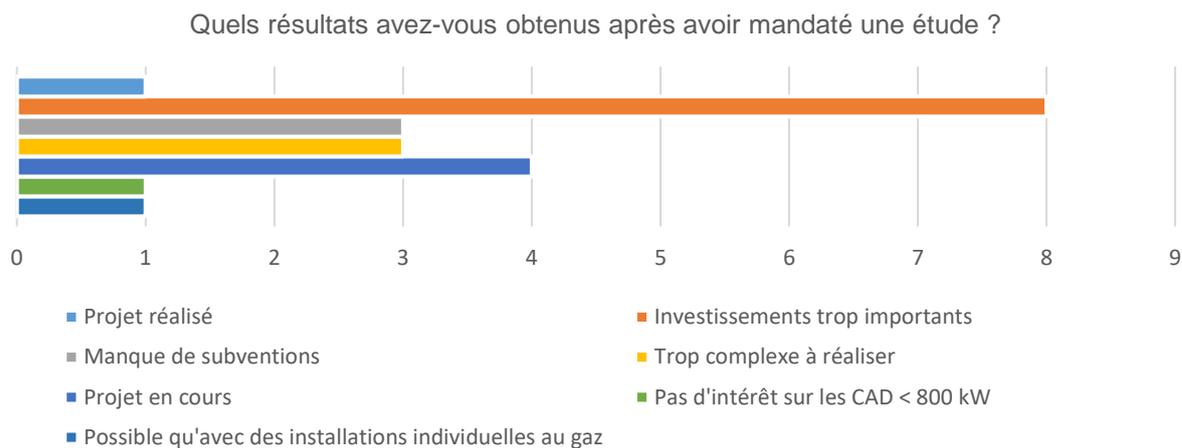
Le solaire thermique est donc perçu comme une technologie ayant un impact environnemental positif et permettant d'économiser des ressources locales, notamment du bois. Les coûts d'investissement et la disponibilité de la surface nécessaire pour poser les panneaux sont identifiés comme étant les obstacles plus importants pour cette technologie. Ceci est en accord avec les obstacles cités dans le chapitre 8. Comme dans ce chapitre, le coût d'investissement du solaire thermique est cité comme un obstacle majeur en l'absence de subventions.



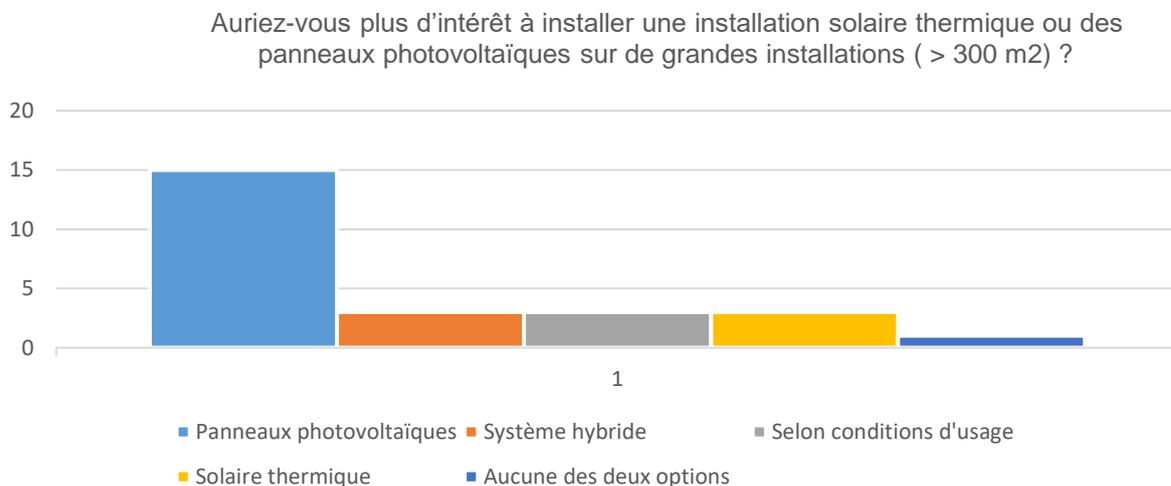
### 9.2.4 Obstacles à la réalisation et besoins

Finalement, nous nous sommes intéressés à la réalisation d'installations et au retour d'expérience sur des cas concrets. Trois questions ont été posées ici :

#### 11. Quels résultats avez-vous obtenus après avoir mandaté une étude sur le solaire thermique ?

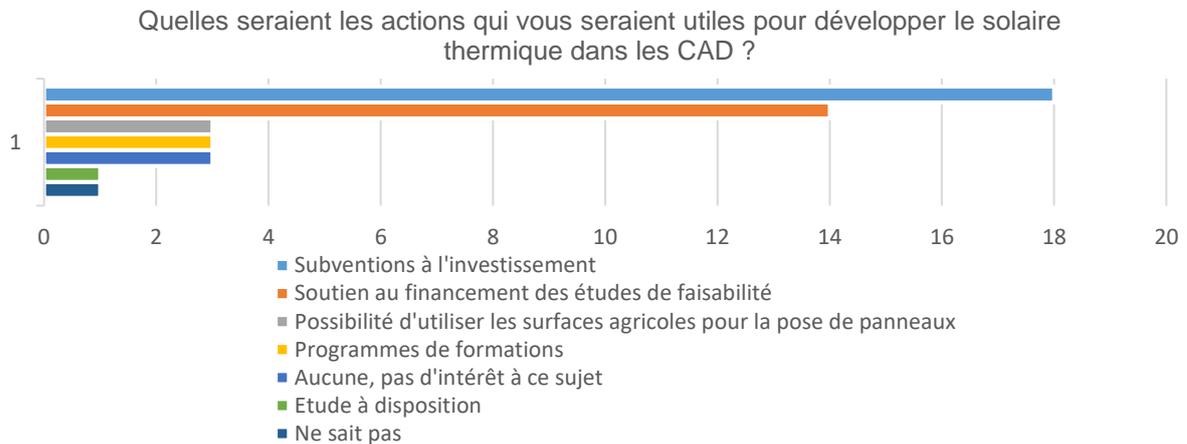


#### 12. Auriez-vous plus d'intérêt à installer une installation solaire thermique ou des panneaux photovoltaïques sur de grandes installations (> 300 m<sup>2</sup>) ?





### 13. Quelles seraient les actions qui vous seraient utiles pour développer le solaire thermique dans les CAD ?



Basés sur ces trois dernières questions, nous pouvons conclure que, malgré l'intérêt de la branche pour la technologie du solaire thermique, les investissements sont en général perçus comme étant trop importants pour être rentables. Le solaire photovoltaïque est donc privilégié en pratique quand une large surface est à disposition à proximité d'un CAD. En effet, l'investissement est plus bas et il existe de plus des programmes de subvention pour les grandes installations de solaire photovoltaïque. Ces subventions ne sont pas disponibles pour le solaire thermique qui est donc moins favorisé par les gestionnaires de CAD. Les résultats du sondage sont donc en cohérence avec les analyses économiques du Chapitre 8.6 et 8.5 ainsi que les réflexions sur les obstacles au développement des CAD présenté en Chapitre 8.3.

### 9.3. Communication interne et dissémination

A l'interne du projet, une séance de kick-off s'est déroulée en présentiel le 14 novembre 2019 avec toute l'équipe du projet, un représentant de l'OFEN, ainsi qu'un représentant de SPF. De plus, quatre réunions de projet ont eu lieu durant l'année 2020 et 2021. Une quinzaine de réunions de coordination entre les membres du consortium pour gérer les différentes tâches ont aussi été organisées.

Le consortium a aussi coopéré activement avec le SPF (Institute for Solar Technology) à la haute école spécialisée (HES) OST, à travers un échange durant les réunions de projets. En parallèle, de nouveaux projets complétant SolCAD ont été développés en commun, comme la création d'une base de données des installations solaires d'envergure dans les CAD suisses (projet SoList).

La dissémination du projet à la communauté scientifique a été légèrement limitée du fait de la crise du Covid-19. Nous avons toutefois présenté les résultats de la modélisation des cas d'étude au sein de la conférence CISBAT à l'EPFL en septembre 2021. Cette présentation a débouché sur l'écriture d'un article scientifique qui est en annexe du présent rapport (Annexe 9).

## 10 Conclusions

Dans le cadre du projet SolCAD, le potentiel actuel de production de chaleur du solaire thermique dans les CAD a été évalué entre 0.5 et 1 TWh de chaleur en Suisse si on ne tient pas compte de critères de température. Ce potentiel diminue avec des températures de fonctionnement plus hautes pour atteindre 0.1-0.2 TWh/an pour une température de 90°C et augmente pour des températures de CAD plus



basses. A l'horizon 2050, le potentiel total du solaire thermique dans les CAD augmente du fait de l'augmentation du nombre de CAD pour atteindre 1-2 TWh/an, soit entre 1 et 3% de la demande totale en chaleur suisse. Cette augmentation est toutefois dépendante d'une utilisation intensive du solaire thermique dans les CAD basse-température qui est une technologie moins testée que l'intégration du solaire thermique dans les CAD haute-température.

Le coût de revient calculé pour les CAD avec un intérêt pour une intégration du solaire thermique est estimée dans cette étude à une valeur moyenne de 15 cts. CHF/kWh et des valeurs minimales à 10 cts. CHF/kWh, ce qui est plus haut que le bois actuellement. Cela reste cependant dans une fourchette raisonnable étant donné qu'il est possible que le prix des panneaux solaires thermiques baisse ou que le prix des combustibles augmente.

Pour préciser ces analyses faites à l'échelle nationale, quatre cas d'étude ont été sélectionnés et ont permis d'analyser les impacts détaillés de l'introduction du solaire thermique dans différents CAD. Dans le cadre de ces analyses détaillées, l'importance du stockage a pu être mise en avant, car un stockage bien dimensionné permet d'éteindre entièrement la chaudière en été et donc de simplifier la gestion du CAD durant cette période. La modélisation horaire a aussi permis d'identifier les impacts sur chaque conduite de l'introduction de chaleur solaire et donc de mieux comprendre les changements liés à l'intégration de cette technologie.

Au niveau environnemental, dans les CAD bois analysés, il a pu être montré que le solaire thermique permet évidemment d'économiser de la ressource bois et donc de diminuer les émissions de CO<sub>2</sub> biogénique, liées à la coupe de bois. De plus, chaque m<sup>3</sup> de bois non-utilisé pour le CAD peut servir à la décarbonation d'un autre secteur comme l'industrie. Au niveau économique, les trois cas d'étude ont montré qu'il n'est pas rentable d'intégrer du solaire thermique dans les CAD dans les conditions actuelles sans subvention. Toutefois, cette analyse ne tient pas compte d'un éventuel renchérissement du bois ou une diminution des coûts des installations. Les systèmes analysés peuvent aussi être rentables si un programme de subvention actif est mis en place (voir chapitre 8.6).

Dans un troisième temps, les conditions-cadres suisses ont été analysées pour obtenir une image plus large des conditions dans lesquelles évoluent le solaire thermique dans les CAD. Nous avons ainsi pu conclure que le solaire thermique, en tant que source de chaleur pour les réseaux de CAD, s'avère intéressant d'un point de vue tant économique qu'environnemental. Dans le cas où le solaire thermique permet une substitution partielle ou totale d'une source fossile (mazout ou gaz naturel). Ce type d'énergie se révèle compétitif, s'il ne l'est pas déjà, avec des prix de gaz/mazout plus élevés, des compensations CO<sub>2</sub> et/ou des subventions d'investissement.

Le remplacement du bois-énergie par du solaire thermique est plus compliqué au vu du faible coût actuel de cette ressource et de son faible impact carbone. Il est néanmoins intéressant d'une perspective environnementale, au vu de la réduction des émissions locales de polluants et de la préservation de la ressource bois.

Le solaire thermique est donc pertinent pour développer les capacités de distribution des réseaux de CAD et/ou permettre d'autres usages de la biomasse s'il ne s'avère pas directement rentable. Plusieurs modèles d'affaire et suggestions de types de subventions ont été analysés durant ce projet, en se basant sur les retours d'expériences et succès ou échecs dans les pays voisins. Un fort développement du solaire thermique est particulièrement corrélé à un système de subventions claires, ciblées et équitables, ainsi qu'à une meilleure diffusion des connaissances et compétences dans le domaine.

Finalement, ces approches analytiques ont été confrontées à la réalité du terrain à travers des discussions avec les gestionnaires dans le cadre d'un groupe d'accompagnement et d'un sondage. Ces discussions ont montré un intérêt certain pour la technologie du solaire thermique dans les CAD. Toutefois, la perception est que la rentabilité économique sans programme de subvention n'est pas



suffisante pour permettre le développement de cette technologie, surtout pour des CAD qui utilisent déjà majoritairement de l'énergie renouvelable. Un manque de connaissance sur cette technologie a aussi été relevé, mais en deuxième priorité.

## 11 Recommandations aux décideurs politiques

Afin de faciliter le développement de centrales solaires thermiques pour alimenter des CAD en Suisse, plusieurs pistes peuvent être explorées par les pouvoirs publics. Elles touchent à deux aspects ([in]formation et financement), qui restent des éléments bloquants importants. On peut citer celles-ci. En premier lieu, il est important de former/informer les acteurs du marché :

- **Former et informer les acteurs des marchés des CAD et du solaire thermique** - Les projets européens, nationaux et régionaux de développement de marché, par exemple au Baden-Württemberg ont principalement financé des activités de transfert de connaissances et de formation des acteurs locaux et favorisé les échanges entre les branches de l'industrie solaire et des CAD.
- **À court terme, réaliser plusieurs projets de démonstration P+D soutenus par l'OFEN dans différentes configurations de CAD** (pour les typologies de CAD identifiées comme intéressantes pour l'ajout de solaire thermique) afin de constituer un retour d'expérience suffisant au niveau national. Le rôle de projets phares dans ce processus ne doit pas être sous-estimé. De nombreuses installations ont découlé de visites auprès de quelques installations déjà réalisées.
- A plus long terme, réaliser des projets de démonstration P+D de solaire thermique dans des CAD basse-température pour étudier plus en détail les potentialités de l'intégration du solaire thermique dans ce type de CAD.

La généralisation de nouveaux modèles d'affaires ainsi que la mise en avant des possibilités de financements avec des possibilités de subventions claires sont déterminants et peuvent aider à surmonter ces obstacles, et les pistes suivantes peuvent être explorées :

- **Création d'un programme KliK spécifique pour les installations solaires thermiques** de grande taille afin de réduire les coûts de transaction des projets de compensation CO<sub>2</sub>.
- **Création d'un fonds national pour le financement des réseaux thermiques**, y compris les installations solaires thermiques sur CAD. Ce fonds pourrait contribuer au financement par le biais de prêts à taux concessionnels remboursables sous condition.
- **Ajouter les installations solaires thermiques de grande taille** au modèle de subventions cantonales harmonisées.
- **Faciliter l'accès à des surfaces** telles que surfaces agricoles (double-emploi) ou toitures de tiers par une législation adaptée.
- **Travailler avec les fabricants de chaudières et capteurs solaires** – notamment suisses – pour qu'ils proposent des solutions intégrées clés en main dans leur catalogue (par ex. chaudière biomasse, solaire thermique et stockage).

Ces incitations tant financières que législatives se doivent de clarifier la situation pour l'investisseur final et permettraient de soutenir le développement de cette solution au même titre que les grandes installations photovoltaïques.



## 12 Références

- [1] T. Hostettler, «Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2017,» 2018.
- [2] A. Kemmler, «Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2015 nach Verwendungszwecken,» 2016.
- [3] J. Chambers, K. Narula, M. Sulzer et M. Patel, «Mapping district heating potential under evolving thermal demand scenarios and technologies: A case study for Switzerland,» *Energy*, pp. 682-692, 2019.
- [4] W. Weiss et M. Spörk-Dür, «Solar Heat Worldwide Detailed Market Figures 2016,» 2018.
- [5] F. Mauthner et S. Herkel, «Technology and Demonstrators, Technical Report Subtask C,» 2016.
- [6] I. Mojic, R. Florian et M. Haller, «Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St. Gallen,» Rapperswil, 2017.
- [7] A. Heller, «15 Years of R&D in central solar heating in Denmark,» *Solar Energy*, pp. 437-447, 2000.
- [8] V. Lottner, M. Schulz et E. Hahne, «Solar-assisted district heating plants: Status of the German programme Solarthermie-2000,» *Solar Energy*, pp. 449-459, 2000.
- [9] A. -. A. d. I. T. Ecologique, «Fonds Chaleur,» 2021. [En ligne]. Available: [fondschaleur.ademe.fr/](https://fondschaleur.ademe.fr/).
- [10] M. Schubert, C. Holter et R. Soell, «Solar District Heating (SDH): technologies used in large scale SDH plants in Graz--operational experiences and further developments,» chez *Proceedings of the 12th International Symposium on District Heating and Cooling*, 2010.
- [11] O. e. a. Guisan, «Le projet SOLARCAD ou une application genevoise de capteurs solaires évacués,» 1989.
- [12] S. -. S. D. Heating, «Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants,» 2021. [En ligne]. Available: [www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/](http://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/). [Accès le 5 Novembre 2020].
- [13] K. Ellehauge et T. Pedersen, *Solar heat storages in district heating networks*, 2007.
- [14] T. Nussbaumer et S. Thalmann, «Status report on district heating systems in IEA countries,» 2014.
- [15] EnDK, «MoPEC,» 2021. [En ligne]. Available: [www.endk.ch/fr/politique-energetique/mopec](http://www.endk.ch/fr/politique-energetique/mopec). [Accès le 2021].
- [16] M. Cafilisch, M. Guillaume, J. Martin, M. Rittmann-Frank, N. Spiller et G. Wagner, «Schlussbericht Sol-Ind Swiss - Solare Prozesswärme in der Schweiz,» *Energie Schweiz*, 2019.
- [17] S. -. I. f. Solartechnik, «Machbarkeitsstudie Solarthermie in der Industrie,» 2021. [En ligne]. Available: <https://www.spf.ch/index.php?id=17746>. [Accès le 2021].
- [18] M. Noussan, M. Jarre, L. Degiorgis et A. Poggio, «Data Analysis of the Energy Performance of Large Scale Solar Collectors for District Heating,» chez *Proceedings of the Energy Procedia*, 2017.
- [19] L. Quiquerez, «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.
- [20] S. -. S. D. Heating, «SDH platform,» 2021. [En ligne]. Available: [www.solar-district-heating.eu/](http://www.solar-district-heating.eu/).
- [21] S. Werner, «European district heating price series,» 2016.
- [22] PLANAIR, «Thermoréseau de SATOM SA, Monthey,» 2018.



- [23] S. Furbo, J. Dragsted, B. Perers, E. Andersen, F. Bava et K. Nielsen, «Yearly thermal performances of solar heating plants in Denmark – Measured and calculated,» *Solar Energy*, pp. 186-196, 2018.
- [24] Eicher+Pauli, «Livre blanc : le chauffage à distance en Suisse - stratégie ASCAD,» 2014.
- [25] OFEN, «Combien d'électricité ou de chaleur est-il possible de produire sur mon toit?,» 2021. [En ligne]. Available: [www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/?lang=fr](http://www.uvek-gis.admin.ch/BFE/sonnendach/?lang=fr).
- [26] S. T. A. H. S. M. T. Nussbaumer, «Faktenblatt : Thermische Netze,» EnergieSchweiz, Bern, 2021.
- [27] «Thermal networks (local heating, district heating, district cooling),» 8 Décembre 2021. [En ligne]. Available: [www.geocat.ch/geonetwork/srv/eng/md.viewer#/full\\_view/92b85345-4513-45a8-b64a-d7dbabd648a3/tab/complete](http://www.geocat.ch/geonetwork/srv/eng/md.viewer#/full_view/92b85345-4513-45a8-b64a-d7dbabd648a3/tab/complete).
- [28] P. B. W. Weiss, «Potential of Solar Thermal in Europe,» European Solar Thermal Industry Federation, Bruxelles, 2008.
- [29] KAEMCO, «CitySim-Solver,» 2020. [En ligne]. Available: [github.com/kaemco/CitySim-Solver](https://github.com/kaemco/CitySim-Solver).
- [30] D. Robinson, *Computer Modelling for Sustainable Urban Design: Physical Principles, Methods and Applications*, Taylor & Francis Group, 2011.
- [31] H. V. Gupta et H. Klings, «Decomposition of the mean squared error and NSE performance criteria: Implications for improving hydrological modelling,» *Journal of Hydrology*, pp. 80-91, 2009.
- [32] Pypi, «osem 0.0.8,» 2021. [En ligne]. Available: [pypi.org/project/osem/](https://pypi.org/project/osem/). [Accès le 2021].
- [33] International Energy Agency, «Price Reduction of Solar Thermal Systems - Task 54,» [En ligne]. Available: [task54.iea-shc.org/](http://task54.iea-shc.org/).
- [34] E. -. ecoinvent, «Ecoinvent,» [En ligne]. Available: [ecoinvent.org/](https://ecoinvent.org/). [Accès le 2021].
- [35] P. Van Brockhoven, «pyCAD,» 2021. [En ligne]. Available: [github.com/PierreVanBrockhoven/pyCAD](https://github.com/PierreVanBrockhoven/pyCAD). [Accès le 2021].
- [36] D. Mangold et L. Deschaintre, «Seasonal thermal energy storage - Report on state of the art and necessary further R+D,» Stuttgart, 2015.
- [37] E. Basler+Partner, «Preise und Kosten thermischer Solaranlagen: Analyse der Preise in der Schweiz, Österreich und Baden-Württemberg,» 2014.
- [38] Fjärrsyn, «European District Heating Price Series,» 2016.
- [39] S. I. -. S. W. f. Baden-Württemberg, «Innovative Lösungen zur Flächenbereitstellung für solarthermische Großanlagen,» 2020.
- [40] BMWI, «Effiziente Gebäude - Energiewende im gebaeudebereich,» 2021. [En ligne]. Available: [www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende-im-gebaeudebereich.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende-im-gebaeudebereich.html). [Accès le 2021].
- [41] BMWI, «Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) - Evaluierung des Marktanreizprogramms,» 2018.
- [42] Klimafonds, «Solarthermie – solare Großanlagen 2021,» 2021. [En ligne]. Available: [www.klimafonds.gv.at/call/solarthermie-solare-grossanlagen-2021/](http://www.klimafonds.gv.at/call/solarthermie-solare-grossanlagen-2021/). [Accès le 2021].
- [43] A. N. d. C. d. I. R. p. I. ANCRE, «Etude stratégique solaire thermique & solaire thermique concentré,» 2014.
- [44] «Appel à projets Grandes installations solaires thermiques de production d'eau chaude - les-aides.fr,» 2021. [En ligne]. Available: <https://les-aides.fr/>.
- [45] C. Durnand, «L'échantillon, combien d'unités doit-on prendre?,» Département de sociologie, université de Montréal, Montréal, 2009.



- [46] S. F. Mauthner, «Technical Report Subtask C – Part C1: Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments,» Task 52 IEA,, 2016.
- [47] R. Genet et C. Paulus, «Les réseaux de chaleur solaire dans les opérations d'aménagement: opportunités, conseils et bonnes pratiques,» 2016.
- [48] T. Pauschinger, «SOLNET.BW - Solare Wärmenetze für Baden-Württemberg: Grundlagen, Potenziale, Strategien,» 2015.
- [49] N. Perez-Mora, F. Bava, M. Andersen, C. Bales, G. Lennermo, C. Nielsen, S. Furbo et V. Martinez-Moll, «Solar district heating and cooling: A review,» *Int J Energy Res.*, pp. 42:1419-1441, 2018.
- [50] C. Paulus et P. Papillon, «Substations for Decentralized Solar District Heating: Design, Performance and Energy Cost,» *Energy Procedia*, vol. 48, pp. 1076-1085, 2014.
- [51] S. E. e. R. Université de Saint-Gall, «9ème baromètre des consommateurs des énergies renouvelables 2019,» 2019.
- [52] Solarserver, «Senftenberg: Mehr Sonne im Wärmenetz als gedacht,» 19 Avril 2018. [En ligne]. Available: [www.aee.at/aee/index.php/index.php?option=com\\_content&view=article&id=710&Itemid=113](http://www.aee.at/aee/index.php/index.php?option=com_content&view=article&id=710&Itemid=113). [Accès le 2021].
- [53] D. Fjernvarme, PlanEnergi et SHC, «Solar District Heating: Inspiration and Experiences from Denmark,» 2018.



## 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 Vansillette, installation, mesures et simulations d'une installation solaire hybride (PVT) de petite taille, master thesis Hes-so, 2018