



Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication DETEC

**Office fédéral de l'énergie OFEN**  
Section Recherche énergétique et Cleantech

Rapport final du 15 septembre 2024

---

## Projet SOLARCADII

Optimisation et suivi des performances d'une grande installation solaire thermique couplée avec un réseau de chauffage à distance

---



Source: ©Magali Girardin/SIG



**Date: 14.03.2024**

**Lieu:** Berne

**Prestataire de subventions:**

Office fédéral de l'énergie OFEN  
Section Recherche énergétique et cleantech  
CH-3003 Berne  
[www.ofen.admin.ch](http://www.ofen.admin.ch)

**Cofinancement:**

Service Industriel de Genève (SIG)  
Chemin du Château-Bloch 2, 1219 Vernier  
<https://ww2.sig-ge.ch/>

**Bénéficiaires de la subvention :**

Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du canton de Vaud (HEIG-VD)  
Route de Cheseaux 1, Case postale, CH-1401 Yverdon-les-Bains  
<https://heig-vd.ch/>

TVP Solar  
Rue du Pré-de-la-Fontaine 10, CH-1242 Satigny  
<https://www.tvpolar.com/>

Service Industriel de Genève (SIG)  
Chemin du Château-Bloch 2, 1219 Vernier  
<https://ww2.sig-ge.ch/>

**Auteur(s):**

Alexis Duret, HEIG-VD, [alexis.duret@heig-vd.ch](mailto:alexis.duret@heig-vd.ch)  
Stefano Pauletta, HEIG-VD, [stefano.pauletta@heig-vd.ch](mailto:stefano.pauletta@heig-vd.ch)  
Xavier Jobard, HEIG-VD, [Xavier.jobard@heig-vd.ch](mailto:Xavier.jobard@heig-vd.ch)  
Gauthier Demonchy, HEIG-VD, [Gauthier.demonchy@heig-vd.ch](mailto:Gauthier.demonchy@heig-vd.ch)  
Mija Frossard, HEIG-VD, [mija.frossard@heig-vd.ch](mailto:mija.frossard@heig-vd.ch)  
Sébastien Lasvaux, HEIG-VD, [sebastien.lasvaux@heig-vd.ch](mailto:sebastien.lasvaux@heig-vd.ch)

**Suivi du projet à l'OFEN:**

Stephan A. Mathez, [stephan.a.mathez@solarcampus.ch](mailto:stephan.a.mathez@solarcampus.ch)

**Numéro du contrat de l'OFEN:** SI/501993-01

**Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions du présent rapport.**



## Zusammenfassung

Das Projekt SOLARCADII: Optimierung und Leistungsüberwachung einer großen Solarthermieanlage in einem Fernwärmennetz

Das Projekt SOLARCADII konzentrierte sich auf die Optimierung und Leistungsüberwachung einer großen Solarthermieanlage, die an ein Fernwärmennetz angeschlossen ist. Die neue Anlage befindet sich auf einer Metallstruktur in Vernier, dem ehemaligen Standort eines Photovoltaik-Solarparks, und besteht aus 400 von TVP Solar entwickelten Vakuum-Flachkollektoren ( $784 \text{ m}^2$ ). Die Inbetriebnahme erfolgte Anfang 2021. Die Kollektoren speisen Wärme in das von den SIG betriebene Fernwärmennetz CADSIG ein.

Während der Überwachungsphase wurden die Leistungen der Anlage sorgfältig bewertet. Die Ergebnisse zeigen, dass die Anlage eine gute thermische Stabilität mit einem solaren Gesamtwirkungsgrad von 45 % in den ersten drei Betriebsjahren bei einer mittleren Betriebstemperatur von über  $80^\circ\text{C}$  aufrechterhalten hat. Im gleichen Zeitraum schwankte die jährliche spezifische Produktivität zwischen 660 und  $740 \text{ kWh/m}^2/\text{Jahr}$ . In den ersten drei Jahren speiste die Solaranlage 1,619 GWh Wärme in das Fernwärmennetz ein.

Mithilfe numerischer Simulationen, die mit den Softwareprogrammen Polysun und TRNSYS durchgeführt wurden, konnten verschiedene Bedingungen getestet und die Regelung des Systems optimiert werden, um die Effizienz zu maximieren. Die Validierung der numerischen Modelle zeigte, dass Polysun und TRNSYS die thermische Leistung der Anlage präzise wiedergeben können. Die Simulationen ergaben insbesondere, dass der solare Umwandlungswirkungsgrad durch eine Optimierung des Volumenstroms in den Primär- und Sekundärkreisläufen gesteigert werden könnte.

Aus wirtschaftlicher Sicht ergab die Analyse, dass die Stromgestehungskosten für Wärme (LCOH) zwischen 14,5 (mit 20 % Förderung) und 17,4 Rp./kWh (ohne Förderung) liegen, was im Vergleich zu anderen auf dem Schweizer Markt verfügbaren Technologien zur Erzeugung erneuerbarer Wärme wettbewerbsfähig ist. Eine Sensitivitätsanalyse ergab, dass die Kosten für die Solarkollektoren und die Höhe der Fördermittel kritische Faktoren sind, die diese wirtschaftlichen Kennzahlen beeinflussen.

Die Ökobilanz der Solaranlage ergab im Vergleich zu fossilen Energiequellen eine positive Umweltbilanz. Die Treibhausgasemissionen wurden mit 17,7 g CO<sub>2</sub>-Äquivalent/kWh der in das Fernwärmennetz eingespeisten Wärme berechnet, während der Energieaufwand für die Herstellung der Komponenten auf  $1.884,7 \text{ kWh/m}^2$  (für die gesamte Anlage) geschätzt wurde. Der Vergleich mit anderen Wärmeerzeugungstechnologien für Fernwärmennetze in der Schweiz zeigte, dass die von SOLARCADII bereitgestellte Wärme zu den CO<sub>2</sub>-ärmsten verfügbaren Optionen gehört.

Zu den Empfehlungen für eine weitere Leistungsoptimierung der Anlage gehören die Optimierung des Designs der hydraulischen Systeme, die Senkung der Kosten für die Kollektoren und eine Anpassung der Förderprogramme, um die Errichtung großer Solarthermiefelder zu fördern. Das Projekt diente den SIG und TVP Solar als technologisches Schaufenster, das neue Projekte in der Schweiz und im Ausland anregte und internationale Kooperationen initiierte, unter anderem mit der IEA-SHC Task 68. Diese Fortschritte machen SOLARCADII zu einem Referenzmodell für die effiziente Integration von Solarthermie in Fernwärmennetze.

## Résumé

Le projet SOLARCADII s'est concentré sur l'optimisation et le suivi des performances d'une grande installation solaire thermique couplée à un réseau de chauffage à distance. Implantée sur une structure métallique située à Vernier, ancienne base d'un champ solaire photovoltaïque, cette nouvelle installation se compose de 400 collecteurs solaires thermiques plan sous vide conçus par TVP Solar ( $784 \text{ m}^2$ ). Elle a été mise en service début 2021. Ces capteurs injectent de la chaleur sur le réseau thermique CADSIG exploité par les SIG.



Pendant la période de suivi, les performances de l'installation ont été soigneusement évaluées. Les résultats montrent que l'installation a maintenu une bonne stabilité thermique avec un rendement de conversion solaire global de 45 % pour les trois premières années de fonctionnement avec une température d'opération moyenne supérieur à 80°C. Sur cette même période, la productivité spécifique annuelle a fluctué entre 660 et 740kWh/m<sup>2</sup>/an. Durant les trois premières années, la centrale solaire a injecté 1,619 GWh de chaleur dans le CAD.

Des simulations numériques, effectuées avec les logiciels Polysun et TRNSYS, ont permis de tester diverses conditions et d'optimiser la régulation du système pour maximiser l'efficacité. La validation des modèles numériques a montré que Polysun et TRNSYS pouvaient reproduire avec précision les performances thermiques de la centrale. Les simulations ont notamment révélé que l'efficacité de conversion solaire pourrait être améliorée en optimisant le débit des fluides dans les circuits primaire et secondaire.

Sur le plan économique, l'analyse a indiqué que le coût actualisé de la chaleur (LCOH) se situe entre 14,5 (avec subvention de 20%) et 17,4 ctsCHF/kWh (sans subvention), ce qui est compétitif par rapport aux autres technologies de production de chaleur renouvelable disponibles sur le marché suisse. Une analyse de sensibilité a révélé que le coût des capteurs solaires et le taux de subvention sont des facteurs critiques affectant ces indicateurs économiques.

L'analyse du cycle de vie (ACV) de la centrale solaire a révélé un impact environnemental favorable par rapport aux sources d'énergie fossiles. Les émissions de gaz à effet de serre ont été calculées à 17,7 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh de chaleur injectée dans le CAD, tandis que l'énergie grise pour la fabrication des composants a été estimée à 1'884,7 kWh/m<sup>2</sup> (pour toute l'installation). La comparaison avec d'autres technologies de production de chaleur pour les réseaux CAD en Suisse a montré que la chaleur fournie par SOLARCADII est parmi les options les plus décarbonées disponibles.

Afin d'optimiser davantage les performances de l'installation, les recommandations incluent l'optimisation du design des systèmes hydrauliques, la réduction des coûts des capteurs, et une adaptation des schémas de subvention pour encourager l'implantation de grands champs solaires thermiques. Le projet a servi de vitrine technologique pour les SIG et TVP Solar, suscitant de nouveaux projets en Suisse et à l'étranger et initiant des collaborations internationales, notamment avec l'IEA-SHC Tâche 68. Ces avancées positionnent SOLARCADII comme un modèle de référence pour l'intégration efficace de la chaleur solaire dans des réseaux de chauffage à distance.

## Summary

The SOLARCADII project focused on optimizing and monitoring the performance of a large-scale solar thermal installation coupled with a district heating network. Located on a metal structure in Vernier, the former base of a photovoltaic solar field, this new installation comprises 400 flat-plate vacuum solar thermal collectors designed by TVP Solar (784m<sup>2</sup>). It was commissioned in early 2021. These collectors inject heat into the CADSIG thermal network operated by SIG.

During the monitoring period, the plant's performance was carefully evaluated. The results show that the plant has maintained good thermal stability, with an overall solar conversion efficiency of 45% for the first three years of operation at an average operating temperature of over 80°C. Over the same period, annual specific productivity fluctuated between 660 and 740 kWh/m<sup>2</sup>/year. During the first three years, the solar power plant injected 1.619 GWh of heat into the CADSIG.

Numerical simulations using Polysun and TRNSYS software were used to test various conditions and optimize system control to maximize efficiency. Validation of the numerical models showed that Polysun and TRNSYS could accurately reproduce the plant's thermal performance. In particular, the simulations revealed that solar conversion efficiency could be improved by optimizing fluid flow in the primary and secondary circuits.

In economic terms, the analysis indicated that the Levelized Cost of Heat (LCOH) was between 14.5 (with 20% subsidy) and 17.4 ctsCHF/kWh (without subsidy), which is competitive with other renewable heat technologies available on the Swiss market. A sensitivity analysis revealed that the cost of solar collectors and the subsidy rate are critical factors affecting these economic indicators.



The life cycle assessment (LCA) of the solar power plant revealed a favourable environmental impact compared to fossil energy sources. Greenhouse gas emissions were calculated at 17.7 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh of heat injected into the DHN, while the embodied energy for component manufacture was estimated at 1,884.7 kWh/m<sup>2</sup> (for the entire plant). Comparison with other heat production technologies for thermal grids in Switzerland has shown that the heat supplied by SOLARCADII is among the most carbon-free options available.

To further optimize the plant's performance, recommendations include optimizing the design of hydraulic systems, reducing collector costs, and adapting subsidy schemes to encourage the siting of large solar thermal fields. The project has served as a technological showcase for SIG and TVP Solar, sparking new projects in Switzerland and abroad, and initiating international collaborations, notably with IEA-SHC Task 68. These advances position SOLARCADII as a reference model for the efficient integration of solar heat in district heating networks.

## Take-home messages

- L'installation SOLARCADII, utilisant des collecteurs solaires thermiques plan sous vide innovants, a démontré une excellente stabilité de ses performances thermiques sur une période de plus de trois années. Cette technologie, encore peu répandue, offre un potentiel important pour la production de chaleur renouvelable à haute température, ouvrant ainsi la voie à une diversification des sources d'énergie dans les réseaux de chauffage à distance.
- L'écobilan du projet a permis de quantifier l'empreinte carbone de la chaleur solaire injectée dans le réseau de CAD, un élément crucial pour la politique énergétique suisse visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les résultats montrent que la chaleur solaire est très compétitive en termes d'émissions de GES par rapport à d'autres technologies renouvelables et au mix énergétique moyen des réseaux CAD suisses.
- L'analyse des performances économiques de SOLARCADII révèle que l'investissement dans une centrale solaire thermique de grande taille est viable sur le plan financier, même si le coût de la chaleur reste relativement élevé. Le projet montre que des schémas de subventions spécifiques seraient nécessaire pour encourager la réalisation de projets de grande envergure et ainsi promouvoir cette source de chaleur bas carbone dans les réseaux de chaleur à distance.
- L'étude a mis en évidence l'importance d'une optimisation fine des paramètres de fonctionnement des centrales solaires thermiques, notamment la température de fonctionnement du réseau de CAD et le contrôle du débit des fluides. Des gains significatifs en termes de production et de performance peuvent être obtenus par une adaptation optimale de ces paramètres, maximisant ainsi l'efficacité et la rentabilité des systèmes solaires thermiques.



# Table des matières

<b>Table des matières .....</b>	<b>6</b>
<b>Liste des abréviations.....</b>	<b>9</b>
<b>1      Introduction.....</b>	<b>12</b>
1.1    Contexte et arrière-plan.....	12
1.1.1    Contexte énergétique Suisse .....	12
1.1.2    Les réseaux thermiques en Suisse .....	12
1.1.3    Situation du secteur solaire thermique .....	12
1.1.4    Les CAD solaires.....	13
1.2    Justification du projet.....	14
1.3    Objectifs du projet.....	15
<b>2      Description des installations.....</b>	<b>17</b>
2.1    Site d'implantation de la centrale solaire thermique.....	17
2.2    TVP SOLAR, concepteur d'un panneau innovant.....	18
2.3    La centrale solaire thermique SOLARCADII .....	19
2.3.1    Schéma de principe et fonctionnement .....	19
2.3.2    Le champ solaire .....	21
2.3.3    Pompe et débit du circuit solaire .....	23
2.3.4    Raccordement et circuit CAD .....	23
2.3.5    Le fluide caloporteur du circuit solaire .....	24
2.3.6    Régulation.....	24
2.3.7    Le réseau thermique CADSIG.....	28
2.3.8    Impact énergétique de l'installation SOLARCADII sur le CADSIG et consommation fossile...	29
2.3.9    Plan d'affaire.....	30
<b>3      Procédure et méthode.....</b>	<b>32</b>
3.1    Equipements de mesure et concept de monitoring .....	32
3.1.1    Concept de monitoring existant prévu par TVP et les SIG.....	32
3.1.2    Monitoring du champ solaire .....	32
3.1.3    Monitoring du circuit d'injection CAD.....	33
3.1.4    Points de mesures supplémentaires établis par la HEIG-VD.....	33
3.1.5    Caractéristiques des capteurs ajoutés .....	34
3.2    Indicateurs clés de performance (ICPs).....	39
3.2.1    Nomenclature adoptée et données d'input aux ICP .....	40
3.2.2    Énergies et puissances .....	42
3.2.3    Les ICP techniques .....	45
3.2.4    Les ICP économiques .....	49



3.3	Ecobilan de la chaleur solaire fournie par la centrale SOLARCADII.....	52
3.3.1	Objectif général .....	52
3.3.2	Objectif de l'écobilan .....	53
3.3.3	Description des processus pris en compte dans chaque étape .....	56
3.3.4	Modules et processus exclus .....	57
3.3.5	Critères de coupure .....	58
3.3.6	Choix des indicateurs environnementaux .....	58
3.3.7	Durée de vie de l'installation.....	60
3.3.8	Scénarios de traitement et d'élimination des déchets .....	60
3.3.9	Démarche itérative d'écobilan de la centrale SolarCAD & identification des paramètres influents .....	61
3.4	Simulations numériques de la centrale .....	62
3.4.1	Modèle POLYSUN® de la centrale SOLARCADII .....	62
3.4.2	Modèle TRNSYS® de la centrale SOLARCADII.....	67
3.5	Impact sur le fonctionnement d'un CAD « bois » existant de l'intégration d'une installation solaire thermique avec une fraction solaire >15% .....	70
3.5.1	Description du CAD des Ponts-de-Martel .....	70
3.5.2	Schéma hydraulique et principes de régulation de la chaufferie avec solaire thermique et stock de chaleur .....	73
3.5.3	Modèle TRNSYS de la chaufferie, de l'installation solaire thermique et du stock thermique ..	74
3.5.4	Méthodologie et hypothèse pour l'analyse financière .....	77
<b>4</b>	<b>Résultats et discussion .....</b>	<b>80</b>
4.1	Performance en journée sans nuage, « clear sky » .....	80
4.2	Contrôle de l'intégrité de l'isolation thermique des collecteurs .....	81
4.2.1	Première campagne de contrôle .....	81
4.2.2	Seconde campagne de contrôle.....	84
4.2.3	Campagne de contrôle 2023 .....	87
4.3	Suivi des performances énergétiques de la centrale solaire thermique .....	88
4.3.1	Conditions climatiques.....	88
4.3.2	Évolution des énergies et durée de fonctionnement .....	91
4.3.3	Évolution des ICPs techniques.....	92
4.4	Validation des modèles numériques de la centrales solaire SOLARCADII .....	93
4.4.1	Données d'input de référence pour la validation .....	93
4.5	Résultats des simulations et ICP de référence pour la validation .....	95
4.5.1	Validation dynamique du modèle Polysun. ....	95
4.5.2	Validation dynamique du modèle TRNSYS.....	99
4.5.3	Comparaison des données journalières et mensuelles entre modèles et mesures.....	103
4.6	Optimisation de la performance de la centrale .....	106
4.6.1	Listes des interventions possibles pour l'optimisation de la centrale .....	107
4.6.2	Conditions de référence .....	107



4.6.3	Adaptation du débit sur le secondaire coté CAD.....	108
4.6.4	Optimisation du débit sur le primaire côté solaire .....	109
4.6.5	Baisse de la valeur d'irradiance seuil pour le démarrage des pompes solaires .....	110
4.6.6	Baisse de la température du CAD à 50-70° .....	111
4.6.7	Changement de l'inclinaison des capteurs.....	112
4.7	Résultats de l'analyse financière de la centrale solaire thermique .....	112
4.7.1	Coût du projet .....	112
4.7.2	Résultats des indicateurs économiques.....	116
4.7.3	Décomposition du coût de revient de la chaleur .....	116
4.7.4	Comparaison du coût de la chaleur.....	117
4.7.5	Analyse de sensibilité des indicateurs économiques .....	121
4.8	Ecobilan de la centrale SOLARCADII .....	123
4.8.1	Inventaire de cycle de vie .....	123
4.8.2	Résultats de l'écobilan à l'échelle de la centrale.....	130
4.8.3	Résultats de l'écobilan à l'échelle du réseau thermique .....	133
4.8.4	Interprétation des résultats .....	136
4.8.5	Paramétrisation des résultats .....	141
4.8.6	Conclusions de l'écobilan .....	143
4.9	Impact sur le fonctionnement d'un CAD « bois » existant de l'intégration d'une installation solaire thermique avec une fraction solaire >15% .....	143
4.9.1	Définition et dimensionnement des scénarios considérés .....	143
4.9.2	Résultats et interprétations – Scénario 1 : Fraction solaire faible (15 %) .....	144
4.9.3	Résultats et interprétations – Scénario 2 : fraction solaire de l'ordre de 30 % .....	145
4.9.4	Analyse financière des différents scénarios .....	146
<b>5</b>	<b>Conclusions et résumé .....</b>	<b>149</b>
<b>6</b>	<b>Aperçu et mise en œuvre prochaine .....</b>	<b>150</b>
<b>7</b>	<b>Coopération nationale et internationale.....</b>	<b>151</b>
<b>8</b>	<b>Communication .....</b>	<b>152</b>
<b>9</b>	<b>Publications .....</b>	<b>153</b>
<b>10</b>	<b>Bibliographie.....</b>	<b>154</b>
<b>11</b>	<b>Annexes.....</b>	<b>156</b>
11.1	Annexe I : propriétés thermodynamiques des fluides caloporteurs. ....	156
11.1.1	Modification de la concentration en glycol.....	159
11.2	Annexe II : consommation électrique des pompes de circulation. ....	160
11.3	Annexe III : les données météorologiques du site. ....	164
11.3.1	Ombrages .....	165
11.3.2	Température ambiante .....	168
11.4	Annexe IV: Méthodologie de comparaison entre modèles numériques et mesures.....	169
11.4.1	Racine de l'écart quadratique moyenne (EQM) .....	169



11.4.2	Coefficient de variation de l'EQM (cvEQM) .....	169
11.5	Annexe V: matières premières utilisées pour la fabrication du capteur (Module A1 de l'écobilan du capteur).....	169
11.6	Annexe VI: Données de transport jusqu'à l'usine de fabrication à Avellino, Italie (Module A2 de l'écobilan du capteur).....	171
11.7	Annexe VII: inventaire des composants de la centrale .....	173
11.7.1	Tuyaux du Circuit Primaire .....	173
11.7.2	Flexibles.....	174
11.7.3	Tuyaux du Circuit Secondaire .....	174
11.7.4	Isolation des tuyaux.....	174
11.7.5	Revêtement extérieur des tuyaux.....	175
11.7.6	Supports des capteurs.....	175
11.7.7	Supports des tuyaux.....	177
11.7.8	Autres composants techniques .....	177
11.7.9	Éléments d'infrastructure .....	178
11.7.10	Pertes lors de la fabrication des composants et du montage sur site.....	178

## Liste des abréviations

Abbréviations	Description
ACV	Analyse de Cycle de Vie
AIE	Agence Internationale de l'Énergie
A_cen	Taux de disponibilité de la centrale solaire
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers
CAD	Chauffage à Distance
CED	Demande d'énergie cumulée (Cumulative Energy Demand)
COP	Coefficient of Performance
cvEQM	Coefficient de Variation de l'Écart Quadratique Moyen
CoFrAc	Comité Français d'Accréditation
DHI	Diffuse Horizontal Irradiance
DDV	Durée de vie
η	Rendement énergétique
e	Taux d'actualisation
ECS	Eau Chaude Sanitaire
EQM	Écart Quadratique Moyen
FTP	File Transfer Protocol
GES	Gaz à Effet de Serre



GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat	
HEIG-VD	Haute École d'Ingénierie et de Gestion du canton de Vaud	
HVAC	Heating, Ventilation, and Air Conditioning (Chauffage, Ventilation, Climatisation)	
ICP/ICP	Indicateur clé de performance (Key Performance Indicator)	
LCOH	Levelized Cost Of Heat (Coût actualisé de la chaleur)	
PI	Indice de profitabilité	
PID	Proportionnelle Intégrale Dérivé	
PLC	Programmable Logic Controller (Automate Programmable)	
PP	Temps de retour sur investissement	
PV	Photovoltaïque	
PVA	Prix de vente actuel de l'énergie	
ROI	Retour sur investissement	
SHC	Solar Heating and Cooling (Programme de l'AIE)	
SIG	Service Industriel de Genève	
STEP	Service Industriel de Genève	
TOR	Station d'épuration des eaux usées	
UBP'21	Charges environnementales résultant de l'utilisation des ressources matérielles et énergétiques, de la terre et de l'eau douce, des émissions dans l'air, l'eau et le sol, du dépôt de résidus découlant du traitement des déchets ainsi que du bruit de la circulation	
UVTD	Unité de Valorisation Thermique des Déchets	
UF	Unité Fonctionnelle	
UVEK	Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation	
VAN	Valeur Actuelle Nette	
WACC	Coût moyen pondéré du capital (Weighted Average Cost of Capital)	
Grandeur	Description	Unité
$\dot{m}$	Débit massique	[kg/hr]
cp	Capacité thermique massique	[J/kg/°K]
Débit	Débit volumétrique	[m <sup>3</sup> /hr]
DHI	Diffuse Horizontal Irradiance	[W/m <sup>2</sup> ]
DIR	Irradiance directe incidente	[W/m <sup>2</sup> ]
E	Énergie thermique ou électrique	[kWh]
Fs	Fraction solaire (calculée sur la chaleur injectée dans le CAD)	[%]
GHI	Irradiance global horizontal	[W/m <sup>2</sup> ]
GI <sub>poa</sub>	Irradiance global sur le plan des collecteurs solaires	[W/m <sup>2</sup> ]
h	Heures de fonctionnement	[hr]



P	Pression	[bar]
Pow	Puissance thermique ou électrique	[kW]
Rho	Densité	[kg/m <sup>3</sup> ]
T	Température	[°K]

#### **Subscripts de Grandeur Physiques**

a	Allée (sortie)
CAD	Chauffage à Distance
DIF	Diffuse Irradiance (Irradiance diffuse)
ech	Échangeur de chaleur
GI	Global Irradiance (Irradiance globale)
p	Primaire (circuit solaire)
r	Retour (entrée)
s	Secondaire (circuit d'injection/CAD)
sol	Solaire



# 1 Introduction

## 1.1 Contexte et arrière-plan

### 1.1.1 Contexte énergétique Suisse

Le secteur immobilier représente un élément central du bilan énergétique suisse, consommant environ 30 % de l'énergie finale du pays [1]. Il englobe également près de la moitié de l'utilisation d'énergie fossile et un tiers de l'électricité nationale. Face à la décision d'éliminer l'énergie nucléaire du mix énergétique suisse, le Conseil fédéral a introduit une nouvelle politique énergétique, nommée «Stratégie 2050», visant plusieurs objectifs clés :

1. Améliorer l'efficacité énergétique du pays ;
2. Réduire la consommation d'énergie globale et stabiliser la consommation d'électricité ;
3. Augmenter significativement la part des énergies renouvelables et promouvoir le stockage d'énergie.

Ces objectifs mettent une pression accrue sur le secteur immobilier, l'obligeant à améliorer l'efficacité énergétique des systèmes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire (ECS) tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. Il est donc crucial de favoriser le développement et la diffusion de technologies de chauffage et de production d'ECS utilisant des énergies renouvelables, qui peuvent efficacement contribuer à atteindre les objectifs de la Stratégie 2050.

### 1.1.2 Les réseaux thermiques en Suisse

Les réseaux de chauffage à distance (CAD) sont une technologie prometteuse pour accroître la part des énergies renouvelables dans la demande de chauffage et d'ECS des bâtiments, tout en réduisant les émissions de gaz à effet de serre. En 2023, environ 10% de la demande de chaleur des bâtiments suisses était fournie par des réseaux CAD<sup>1</sup>, avec une croissance notable de 27 % entre 2008 et 2018.

Malgré cela, les énergies fossiles dominent encore la production de chaleur en Suisse. Les CAD se positionnent donc comme une solution pertinente pour répondre aux objectifs de la Stratégie 2050. En effet, le mix énergétique des CAD en Suisse est composé à plus de 60 % d'énergies renouvelables<sup>1</sup>, et l'énergie qu'ils distribuent est moins sujette aux fluctuations de prix, la rendant plus compétitive. Cependant, une part non négligeable du mix énergétique des CAD reste encore couverte par le gaz naturel (environ 20% en 2023). Ce gaz est souvent mieux valorisé dans les CAD, notamment grâce aux unités de cogénération qui produisent simultanément chaleur et électricité avec des rendements bien supérieurs à ceux observés dans des chufferies individuelles.

Toutefois, cette utilisation du gaz naturel entraîne des impacts environnementaux en raison des émissions de gaz à effet de serre. Il serait donc pertinent de réduire progressivement cette dépendance au gaz dans les CAD en le substituant par des énergies renouvelables.

Le secteur du CAD en Suisse est en forte croissance et joue un rôle clé dans l'atteinte des objectifs de la Stratégie 2050. L'intégration de nouveaux producteurs de chaleur renouvelable, comme le solaire thermique, pourrait encore réduire l'empreinte environnementale du chauffage et de l'ECS des bâtiments, contribuant ainsi pleinement à la transition énergétique nationale.

### 1.1.3 Situation du secteur solaire thermique

Contrairement au secteur du CAD, le solaire thermique en Suisse suit une dynamique moins favorable. Après une période de forte croissance dans les années 2000, les nouvelles installations de

---

<sup>1</sup> Réseau thermique Suisse, Rapport annuel 2023, <https://www.thermische-netze.ch/>, Dernière visite : 18.09.2024



capteurs solaires thermiques ont chuté drastiquement après 2010 (voir Figure 1). Ce déclin s'observe également à l'échelle européenne (sauf au Danemark), en grande partie à cause de la concurrence agressive du solaire photovoltaïque. En Suisse, le coût élevé des installations solaires thermiques par rapport aux pays voisins est également un facteur expliquant cette baisse[2].

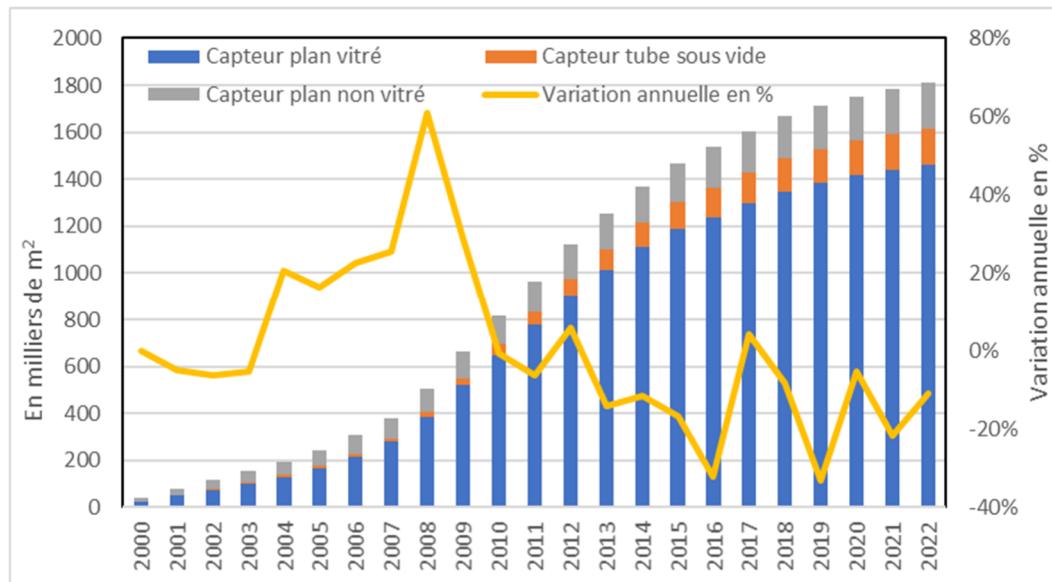


Figure 1 Evolution du marché suisse du solaire thermique depuis les années 2000 (basé sur les statistiques de l'énergie solaire, 2022 compilé par Swissolar)

Swissolar, l'organisation faîtière du solaire en Suisse, s'efforce de relancer ce marché en promouvant de nouvelles applications, telles que le rechargement de sondes géothermiques en été et les applications industrielles. Le couplage de grandes installations solaires thermiques avec des réseaux thermiques pourrait également revitaliser ce secteur. Ces grandes installations offrent des économies d'échelle significatives, permettant de produire de la chaleur à un coût bien plus compétitif que les petites installations solaires.

Le couplage avec un CAD maximise la productivité du système solaire, en distribuant la chaleur à plusieurs utilisateurs aux profils de consommation variés et complémentaires (par exemple, le chauffage en hiver et le refroidissement par absorption en été). Dans les systèmes où la fraction solaire représente environ moins de 20 % de la demande totale du CAD, la chaleur solaire est entièrement consommée. Cependant, lorsqu'elle dépasse cette valeur, une gestion plus complexe de la production excédentaire est nécessaire, impliquant des systèmes de contrôle sophistiqués et des solutions de stockage de la chaleur.

Le Danemark utilise cette approche depuis près de 30 ans, dynamisant son marché solaire thermique grâce à l'intégration dans les CAD. Aujourd'hui, le coût de la chaleur solaire au Danemark est inférieur à celui produit par la combustion du bois ou du gaz naturel. Des pays comme l'Allemagne et l'Autriche cherchent également à reproduire ce modèle, notamment avec des projets majeurs comme celui de la ville de Graz, en Autriche, où une grande installation solaire thermique remplacera des unités de cogénération (CHP) [3].

#### 1.1.4 Les CAD solaires

L'intégration de la chaleur solaire dans les réseaux de CAD connaît un intérêt croissant en Europe, et la Suisse commence à explorer son potentiel dans ce domaine. Récemment, une étude menée par l'Institut für Solartechnik (SPF), cofinancée par le canton de Saint-Gall et l'OFEN, a mis en lumière l'intérêt grandissant du solaire thermique pour les CAD en Suisse [4].



Dans cette étude, le SPF a recensé les différents réseaux de chauffage à distance du canton de Saint-Gall et a évalué le potentiel d'utilisation du solaire thermique dans les CAD les plus prometteurs. Les résultats ont montré qu'il est déjà possible d'injecter de la chaleur solaire dans les réseaux CAD en Suisse à un coût compétitif, notamment lorsqu'on tient compte des subventions. Ce constat va à l'encontre de la perception dominante selon laquelle la production de chaleur solaire serait trop coûteuse pour être compétitive en Suisse lorsqu'elle est couplée à des CAD. Cette étude a aussi permis de démontrer que les surfaces disponibles autour des chufferies de CAD pour l'installation de champs solaires sont souvent suffisantes pour atteindre des fractions solaires considérables.

Ces constats ouvrent la voie à de nouvelles opportunités pour le développement de grandes installations solaires thermiques dans le pays. En effet, jusqu'à récemment, seule une tentative de couplage solaire thermique/CAD avait été réalisée dans les années 1980 avec le projet SOLARCAD1000 porté par les Services Industriels de Genève (SIG). Cette installation, d'une puissance de 500 kWth, était composée de tubes sous vide, et un rapport a été rédigé par l'équipe du professeur Guisan de l'Université de Genève sur son fonctionnement [5]. Cependant, depuis ce projet pilote, aucune autre grande installation solaire thermique ( $>500\text{m}^2$ ) n'a été construite en Suisse.

Aujourd'hui, plusieurs facteurs convergent pour créer un environnement favorable au développement des grandes installations solaires thermiques couplées à des réseaux CAD en Suisse :

1. Réduction de la dépendance aux énergies fossiles : La Suisse s'engage à réduire fortement l'utilisation des énergies fossiles, notamment dans le cadre de la Stratégie énergétique 2050.
2. Progrès technologiques : Les avancées dans le solaire thermique, notamment en matière de performances et de coûts, rendent cette technologie plus accessible.
3. Croissance des réseaux CAD : Le développement rapide des réseaux CAD en Suisse permet d'envisager l'intégration de solutions de chaleur renouvelable à grande échelle.

Ainsi, le contexte suisse est propice à un déploiement accru de la chaleur solaire dans les CAD, ce qui permettrait de réduire l'empreinte carbone de la production d'ECS et du chauffage des bâtiments tout en diversifiant les sources d'énergie utilisées.

Cependant, un obstacle majeur demeure : le manque de démonstrateurs opérationnels. Ce déficit de projets concrets limite la confiance des investisseurs et des entreprises dans la faisabilité et la fiabilité de ces systèmes à grande échelle.

Un exemple notable est celui de la société BKW, qui avait proposé à un client d'intégrer une grande installation solaire thermique (environ 869 m<sup>2</sup>) dans un projet de développement de réseau CAD à Köniz, près de Berne. Malheureusement, le projet n'a pas vu le jour. Une des raisons invoquées par BKW pour expliquer cet échec est l'absence de success stories en Suisse qui démontreraient la faisabilité et la performance de telles installations [6].

## 1.2 Justification du projet

En partie pour remédier à cette situation, le projet P+D SOLARCADII a été initié. Ce projet vise à prouver la faisabilité technique, la fiabilité et les performances d'une grande installation solaire thermique couplée à un CAD. En tant que success story, SOLARCADII permet de lever les réticences actuelles et de créer un précédent opérationnel, contribuant ainsi à une plus grande adoption de cette technologie en Suisse.

En outre, ce projet pourrait également démontrer la compétitivité de la technologie de TVP Solar SA, une entreprise suisse spécialisée dans les collecteur solaires plan sous vide. En démontrant et quantifiant les performances du collecteur de TVP, le projet SOLARCADII a permis de prouver que cette technologie est bien adaptée au couplage avec des réseaux CAD, ouvrant de nouveaux marchés pour l'entreprise tant en Suisse qu'à l'international.



Le solaire thermique, bien que sous-utilisé dans les réseaux CAD en Suisse, dispose d'un potentiel important pour contribuer à la transition énergétique du pays [7]. Des études récentes montrent que le couplage de grandes installations solaires thermiques avec des réseaux CAD est techniquement et économiquement viable, en particulier grâce aux subventions [4], [7]. Le succès de projets comme SOLARCADII pourrait marquer un tournant et catalyser le développement de cette technologie, en créant des modèles reproductibles et en renforçant la confiance des acteurs du secteur.

L'évolution technologique, la volonté de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> et le développement des réseaux CAD créent un environnement favorable à une utilisation plus large du solaire thermique, qui pourrait jouer un rôle central dans l'atteinte des objectifs de la Stratégie énergétique 2050 de la Suisse.

### 1.3 Objectifs du projet

Le projet SOLARCADII, mené par la Haute Ecole d'Ingénierie et de Gestion du canton de Vaud (HEIG-VD) en collaboration avec SIG et TVP Solar, vise à optimiser et à suivre les performances d'une grande installation solaire thermique couplée à un réseau de chauffage à distance (CAD). Le projet s'inscrit dans une ambition plus large : contribuer à la transition énergétique en Suisse en promouvant l'intégration du solaire thermique dans les systèmes énergétiques urbains.

A travers ce projet, les performances de l'installation SOLARCADII ont été mesuré durant les trois premières années d'opération. Les principaux objectifs du projet SOLARCADII sont les suivants :

1. **Valider les performances thermiques de l'installation** et les comparer aux performances attendues :
  - Déterminer la production de chaleur solaire réelle de la centrale SOLARCADII et la comparer aux estimations réalisées en phase de pré-étude.
  - Évaluer la capacité du champ solaire à atteindre les températures de fonctionnement nominales et à fournir de la chaleur au réseau de CAD selon les conditions d'ensoleillement et de demande du réseau.
  - Identifier les facteurs pouvant influencer les performances thermiques de l'installation, tels que l'ombrage, l'inclinaison des capteurs et les pertes thermiques dans le circuit hydraulique.
2. **Étudier la stabilité dans le temps des performances du collecteur solaire thermique** développé par TVP Solar :
  - Analyser l'évolution des performances du capteur solaire sous vide au cours du temps, notamment en termes de rendement thermique et de dégradation des performances.
  - Déterminer la durée de vie réelle des capteurs et identifier les facteurs susceptibles d'affecter leur performance à long terme, tels que le vieillissement des matériaux, les micro-fuites ou les variations de l'intégrité du vide.
3. **Identifier des possibles voies d'optimisation de la production de chaleur solaire injectée dans le CAD** :
  - Étudier les différentes options d'optimisation de la centrale solaire thermique, telles que l'adaptation du débit des fluides, la modification de l'inclinaison des capteurs, l'intégration de systèmes de stockage de la chaleur, la réduction de la température de fonctionnement du réseau de CAD et l'amélioration des systèmes de contrôle.
  - Quantifier l'impact de ces optimisations sur la production de chaleur, le rendement thermique, le coût de la chaleur et l'impact environnemental de l'installation.



4. **Réaliser une analyse de cycle de vie (ACV)** afin de quantifier les impacts environnementaux de la centrale par kWh de chaleur injecté dans le réseau CAD :
  - Déterminer l'empreinte carbone de la centrale SOLARCADII, en prenant en compte l'ensemble des étapes du cycle de vie (extraction des matières premières, fabrication, transport, installation, exploitation, maintenance et fin de vie).
  - Identifier les principales sources d'émissions de gaz à effet de serre et les points chauds du cycle de vie de l'installation.
  - Comparer l'impact environnemental de la chaleur solaire produite par SOLARCADII avec celui d'autres technologies de production de chaleur, telles que les centrales à gaz ou à bois, et avec le mix énergétique moyen des réseaux de CAD suisses.
5. Réaliser une **analyse financière de l'installation** afin d'évaluer le coût actualisé de la chaleur :
  - Déterminer le coût de revient de la chaleur solaire produite par la centrale SOLARCADII, en tenant compte des coûts d'investissement, d'exploitation, de maintenance et de financement.
  - Évaluer la rentabilité économique de l'installation et comparer le coût de la chaleur solaire avec celui d'autres technologies de production de chaleur.
  - Identifier les leviers d'optimisation financière, tels que les schémas de subventions, les modèles d'affaires innovants et les stratégies de financement.

Le projet SOLARCADII vise à démontrer le potentiel du solaire thermique à grande échelle pour la production de chaleur renouvelable et son intégration dans les réseaux de chaleur urbains. Les résultats du projet sont en partie destinés à contribuer à la mise en place d'une politique énergétique suisse plus ambitieuse et plus durable, en encourageant le développement et la diffusion de technologies énergétiques renouvelables et efficientes.

En résumé, le projet SOLARCADII vise à combler les lacunes de connaissances et les obstacles techniques et économiques liés à l'intégration du solaire thermique à grande échelle dans les réseaux de chaleur en Suisse. L'objectif ultime est de favoriser l'adoption de cette technologie en Suisse et de contribuer à la transition vers un système énergétique plus propre et plus durable.



## 2 Description des installations

Parmi les mesures entreprises pour contribuer à la transition énergétique, les SIG ont pris la décision de remplacer une installation photovoltaïque en fin de vie par une installation solaire thermique permettant de fournir de la chaleur renouvelable au réseau thermique « CADSIG ».

### 2.1 Site d'implantation de la centrale solaire thermique

La centrale solaire SOLARCADII a été implantée sur une structure métallique localisée sur le site du Lignon (siège des SIG), préalablement occupée par une centrale solaire photovoltaïque en fin de vie. Cette structure, d'une surface de 1500 m<sup>2</sup> et culminant à environ 10 mètres de hauteur, est située à l'ouest du site et à proximité de la chaufferie principale du CADSIG (Figure 2).

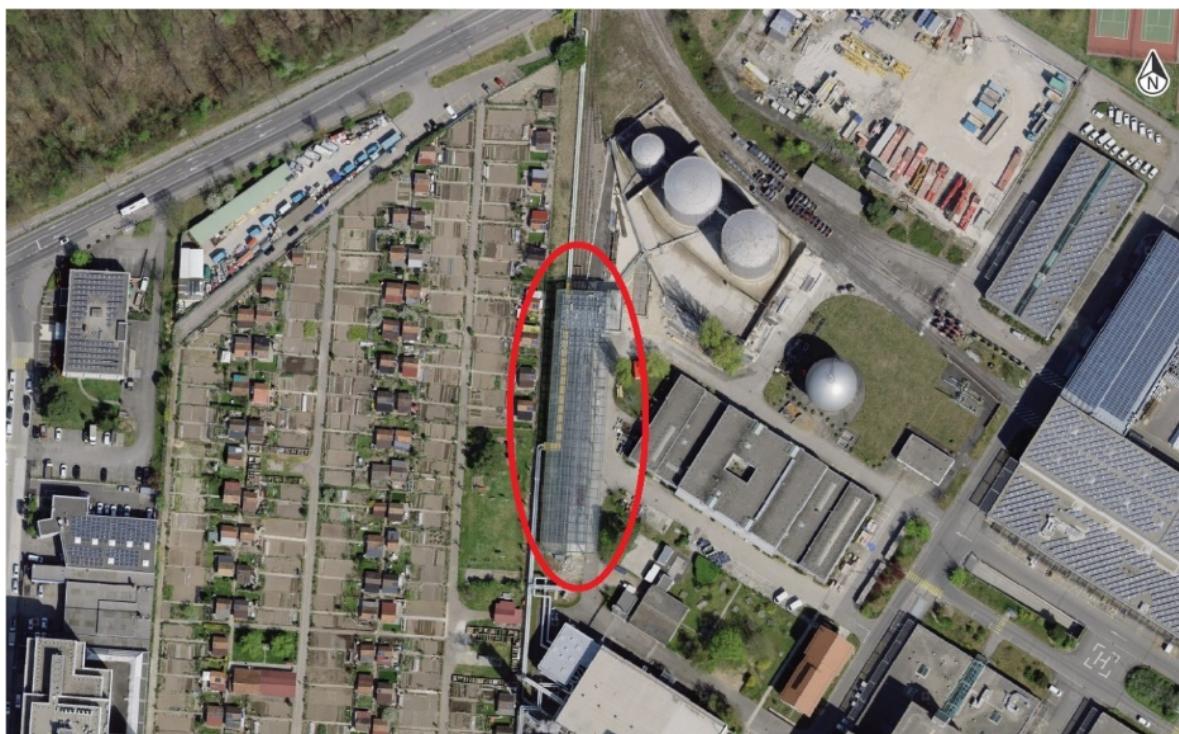


Figure 2 : Photo aérienne de l'emplacement de la centrale solaire SOLARCADII sur le site du Lignon. Le cercle rouge entoure la structure métallique sur laquelle est installée la centrale. Source de l'image : [www.map.geo.admin.ch](http://www.map.geo.admin.ch).

Historiquement, cette structure métallique a été construite dans les années '80 pour recevoir une grande installation solaire thermique servant également à alimenter le CAD. Ce champ solaire, baptisé SOLARCAD1000, était composé de tubes sous vide pour une surface d'environ 1000 m<sup>2</sup>. Le réseau CAD fonctionnait alors à une température plus élevée qu'actuellement (températures aller-retour de 88-130°C au lieu de 70-90°C).

Arrivé en fin de vie, le SOLARCAD1000, suivi par l'université de Genève (UNIGE) jusqu'en 1987 dans le cadre de la tache VI du programme SHC de l'Agence Internationale de l'Energie [8], fut démontée et remplacée par une installation photovoltaïque. Cette dernière, arrivée en fin de vie en 2020, a été démantelée et les panneaux cédés à la Fédération Genevoise des Jardins Familiaux pour être réemployés dans des projets d'aménagements urbains. La structure métallique a donc pu être utilisée pour accueillir la nouvelle installation solaire thermique baptisée SOLARCADII.



## 2.2 TVP SOLAR, concepteur d'un panneau innovant

Suite à un appel d'offre, les SIG ont choisi de concrétiser ce projet avec l'entreprise TVP Solar dont le siège est situé à Meyrin. Cette entreprise conçoit, fabrique et commercialise des capteurs solaires thermiques, de type capteur plan, qui ont la particularité d'être isolés par un vide poussé ( $<0.1\text{Pa}$ ). Cette technologie, brevetée, offre d'excellentes performances pour des applications à haute température et/ou sous faible irradiance.

Comparé à d'autres capteurs solaires du marché pour une température moyenne de  $70^\circ\text{C}$  (Figure 3), le capteur MT-Power de TVP Solar offre les meilleures performances. À noter que ce collecteur conserve de très bons rendements de conversion pour de faibles irradiances ( $< 500 \text{ W/m}^2$ ) là où les technologies concurrentes ont de faibles rendements. Cela devrait en principe permettre de garantir un excellent productible spécifique annuel. En effet, à Genève, plus de 50 % de la quantité d'énergie solaire disponible annuellement correspond à des irradiances  $< 500 \text{ W/m}^2/\text{an}$ ).

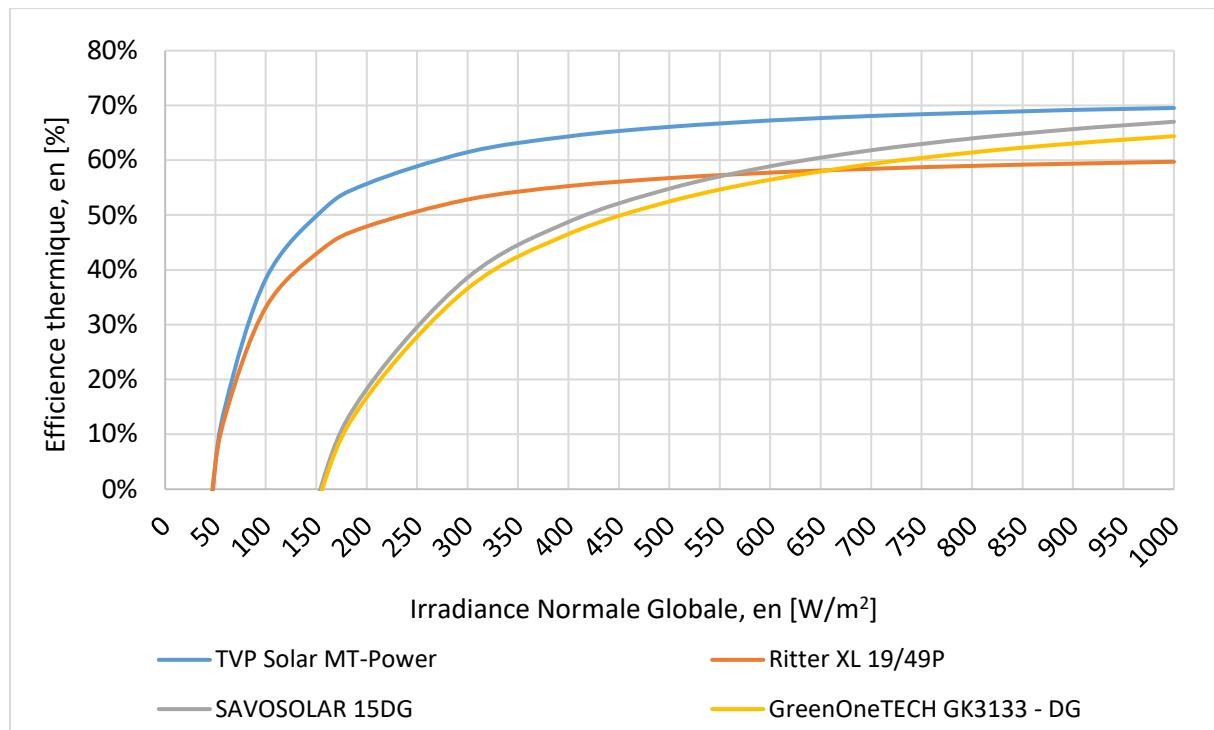


Figure 3 : Rendements hors-tout de différents capteurs selon les certificats Solar-Keymark. Évalués à une température moyenne de  $70^\circ\text{C}$  pour une température ambiante de  $25^\circ\text{C}$  en fonction de l'irradiance solaire incidente, en  $\text{W/m}^2$ .

Outre les réseaux CAD, les marchés visés par TVP Solar sont la chaleur industrielle, la production de froid et le dessalement. Parallèlement au projet SOLARCADII, l'entreprise travaille sur des projets pilotes similaires dans d'autres pays parmi lesquelles :

- Le projet pilote à la Compagnie de Chauffage de Grenoble en France, exploitant du CAD de la ville. Un champ solaire de  $176 \text{ m}^2$  a été achevé fin 2022 afin d'alimenter le réseau à une température entre  $80$  et  $90^\circ\text{C}$ .
- Le projet à Sondershausen en Allemagne où une installation solaire thermique de  $4.7 \text{ MW}$  ( $6'086 \text{ m}^2$ ) comprenant un stock de  $1'000 \text{ m}^3$  est couplé à un CAD existant. Ce projet a été développé avec la compagnie danoise Aalborg CSP qui possède une grande expertise dans le couplage d'installation solaire thermique avec des CAD. La mise en service a été réalisée lors de la première moitié de l'année 2023.



- Le projet pour le CAD de Groningen au Pays-Bas : une installation solaire de 48'000m<sup>2</sup> couplé à un stock thermique de 6'000m<sup>3</sup> fournira une partie de la chaleur du CAD de Groningen. Cette installation devrait produire environ 25 GWh de chaleur par an.

L'installation de la centrale SOLARCADII, développée autour de la dernière version du collecteur TVP, le MT-Power V4.3, devait être opérationnelle à fin Avril 2020. Toutefois, le chantier a subi un important retard lié à la pandémie de COVID-19 et a finalement pu être mise en fonction le 18 décembre 2020 et démarrer la période probatoire de quelque mois. Elle est pleinement opérationnelle depuis mai 2021 suite à la mise au point du système d'acquisition et transmission des données de mesure.

## 2.3 La centrale solaire thermique SOLARCADII

La centrale SOLARCADII est une installation solaire thermique couplée au réseau thermique CADSIG opéré par les SIG à Genève. Elle a pour but d'injecter de la chaleur sur la conduite de retour de ce CAD afin de préchauffer l'eau en amont de la chaufferie principale du réseau, située au siège de SIG sur la commune de Vernier.

Les caractéristiques principales de la centrale SOLARCADII sont présentées en Tableau 1.

Tableau 1 : Caractéristiques principales de la centrale SOLARCADII.

Identifiant de la centrale	SOLARCADII
Propriétaire	Services Industriels de Genève (SIG)
Société d'ingénierie pour le système solaire	TVP Solar SA
<b>Champ solaire</b>	
Type de capteur solaire thermique	Capteur plan sous vide MT-POWER v4.3
Nombre total de capteurs	400
Surface totale du champ solaire	784 m <sup>2</sup>
Températures nominales de fonctionnement	75-95°C
Puissance thermique de pointe à 85°C (T <sub>a</sub> =25°C ; G=1000 W/m <sup>2</sup> )	537 kW
<b>CAD et raccordement</b>	
CAD auquel est raccordé la centrale	CAD SIG
Type de raccordement	Décentralisé, Retour/Retour
Température à l'entrée de la sous-station solaire	72°C +/- 1.5°C ;

### 2.3.1 Schéma de principe et fonctionnement

En raison du type de connexion au réseau CAD, le système SOLARCADII est considéré hydrauliquement comme une sous-station. Ce mode de couplage décentralisé utilise directement le réseau du CAD pour alimenter la centrale thermique, contrairement à un système dit centralisé qui alimente directement la centrale thermique avant distribution au CAD. Dans le cadre de ce type de couplage dit décentralisé, la centrale solaire injecte sa chaleur directement dans le réseau.

La sous-station solaire est composée de deux sous-systèmes reliés par un échangeur de chaleur (Figure 4) :

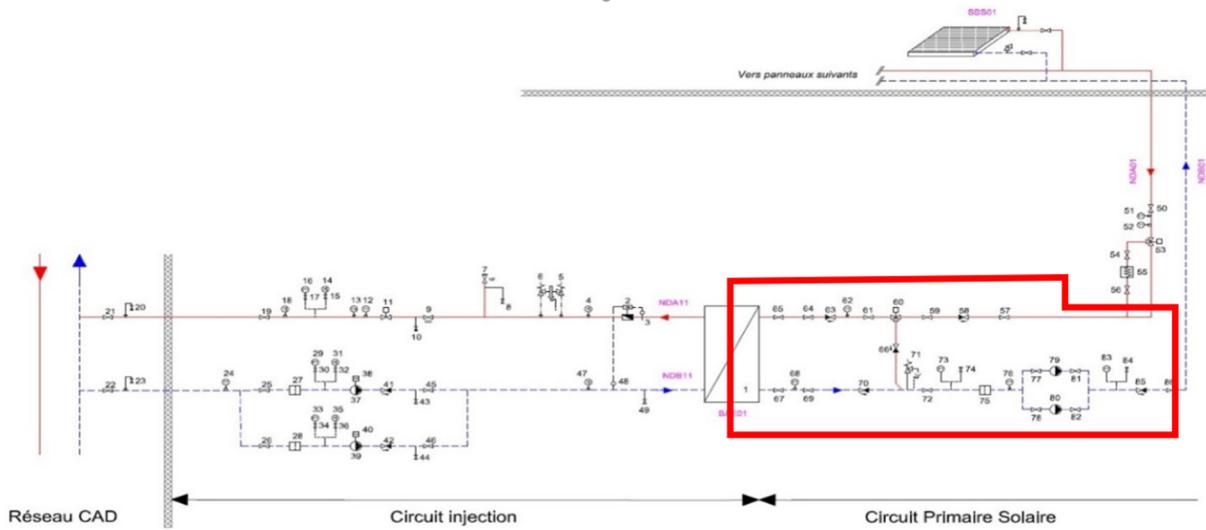


Figure 4 : Schéma simplifié du champ SOLARCADII et de sa sous-station de l'ingénieur CVC Hirt

1. **le circuit primaire**, composé par le champ solaire, l'aéro-refroidisseur de sécurité, les pompes de circulation, la vanne trois voies de mise en température ainsi que les composants hydrauliques et les conduites nécessaire au transfert d'énergie thermique du champ solaire vers l'échangeur de chaleur (la partie à l'intérieur du bâtiment est appelée « thermal block », en rouge dans la Figure 4);
2. **le circuit secondaire**, circuit d'injection de chaleur dans le CAD, composé par des pompes ainsi que par l'ensemble de composants hydrauliques et de conduites nécessaires au transfert d'énergie thermique de l'échangeur de chaleur vers la conduite de retour du CADSIG attenante.

Grâce au rayonnement solaire incident, le champ solaire produit de la chaleur qui est transférée au fluide caloporteur du circuit solaire (circuit primaire). L'activation des pompes du circuit solaire dépend de l'ensoleillement. Si l'irradiance est supérieure à une consigne paramétrable (établie à  $200 \text{ W/m}^2$ ) pendant un certain temps (5min), les pompes solaires sont activées. A la mise en marche, la vanne trois voies reste dans la position de recirculation et le fluide caloporteur recircule totalement dans le champ solaire jusqu'à ce que la température à l'entrée de la vanne trois-voies soit supérieure à une consigne de température donnée ( $80^\circ\text{C}$ ).

La commutation de la vanne trois voies en modalité tout-ou-rien (TOR) entraîne la circulation de la chaleur solaire récoltée vers l'échangeur raccordé au CAD. L'arrivée de la chaleur solaire provoque l'ouverture du circuit d'injection (circuit secondaire) et l'enclenchement de la pompe côté CAD de l'échangeur. La chaleur solaire est ainsi récupérée et injectée sur le circuit secondaire et le réseau CAD. Les consignes de températures pour la régulation du champ solaire, des pompes et de l'injection de la chaleur solaire sur le CAD dépendent des conditions climatiques et du scénario de production choisi. Ces scénarios de régulation sont présentés au paragraphe 2.3.6.

Dans le projet SOLARCADII, il a été défini que la chaleur solaire serait injectée sur la conduite retour du réseau CAD afin d'augmenter la température du caloporteur avant que celui-ci retourne aux producteurs de chaleur de la chaufferie principale (intégration retour/retour). La configuration d'injection de la chaleur solaire sur le retour du CAD permet à la centrale solaire d'opérer à des températures plus basses qu'une configuration où l'injection se ferait entre la conduite retour et la conduite d'aller du CAD, ce qui maximise la production d'énergie solaire. En outre, l'injection de la chaleur dans la conduite de retour permet de simplifier la régulation du système d'injection et de ne pas devoir utiliser des pompes à haute pression pour vaincre la différence manométrique entre la conduite d'aller et de retour.



En sortie du champ solaire, un aéro-refroidisseur, piloté par une vanne trois voies, permet de réguler la température de la chaleur solaire produite. Cet aéro-refroidisseur dissipe l'énergie produite par le champ solaire au cas où il n'est pas possible de l'injecter dans le CAD. Cet équipement de secours est utilisé pour éviter la surchauffe du champ solaire dans les cas de défaillances techniques (par exemple, si les pompes du circuit CAD tombent en panne) ou lors d'interventions majeures de maintenance sur le réseau CADSIG ou sur l'échangeur solaire.

### 2.3.2 Le champ solaire

Le champ solaire est composé de 400 unités du panneau MT-POWER v4, développé par l'entreprise TVP Solar SA. Ce capteur plan (montré en Figure 5) a la particularité d'être isolés par un vide poussé, permettant de garantir d'excellentes performances, en particulier à haute température, mais aussi pour des rayonnements solaires moyens à faibles (cf. Figure 3). Le vide poussé à l'intérieur des capteurs ( $<10^{-6}$  mbar) [9] est maintenu par un piège à gaz, appelé communément pompe getter. Ce composant est préalablement chauffé à haute température pour le rendre actif et ne nécessite, ensuite, aucun entretien, puisqu'il fonctionne selon les principes de l'adsorption (principalement la chimisorption). Ainsi il est régénéré périodiquement par la radiation solaire pendant le fonctionnement du collecteur. Il permet de capturer les molécules provenant du dégazage des éléments dans l'enceinte sous-vide et de compenser d'éventuelles micro fuites. Les données techniques sont issues du certificat Solar Keymark 011-7S1890F établi en juin 2017 sont présenté dans le Tableau 2.

Tableau 2: Données du capteur MT-POWER v4 selon le certificat Solar Keymark 011-7S1890F de juin 2017.

Capteur MT-POWER v4 de TVP Solar SA	Surface brute [m <sup>2</sup> ]	$\eta_0$	$a_1$ [W/(m <sup>2</sup> K)]	$a_2$ [W/(m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )]
	1.96	0.737	0.504	0.006

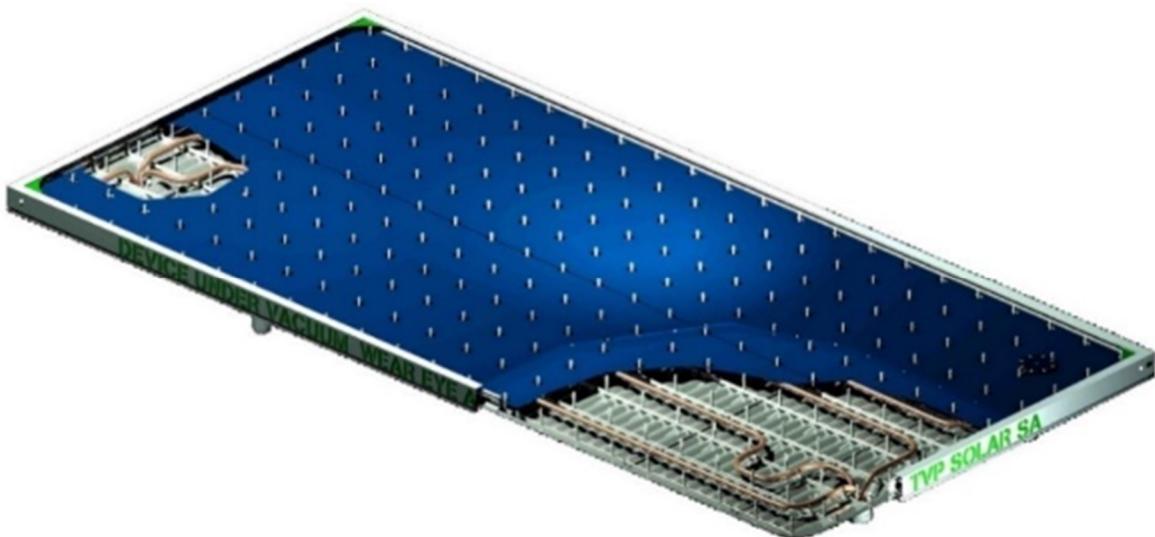


Figure 5 : Vue éclatée du capteur MT-POWER v4 (source : TVP Solar).

Le champ solaire est composé de 50 lignes en parallèle de 8 capteurs en série chacune. La surface de chaque ligne est de 15.68 m<sup>2</sup>. Le champ solaire est installé sur une structure métallique surélevée



de 1500 m<sup>2</sup> de surface et orientée Sud-Ouest à 4°<sup>2</sup>. Les capteurs, qui composent le champ solaire, ont la même orientation que la structure.

La structure sur laquelle repose le champ solaire a une pente de 4.5 %, soit une inclinaison de 2.5°. Les capteurs installés sur cette structure ont une inclinaison de 15° par rapport au plan de la structure, soit une inclinaison de 17.5° par rapport au plan horizontal terrestre.

Les lignes de capteurs sont espacées de 0.84 m entre chacune d'elle afin d'éviter au maximum l'ombrage réciproque (voir à ce propos la section 4.6.7). La Figure 6 affiche une vue de côté du champ solaire montrant les espacements et les inclinaisons des lignes de capteurs adoptés.

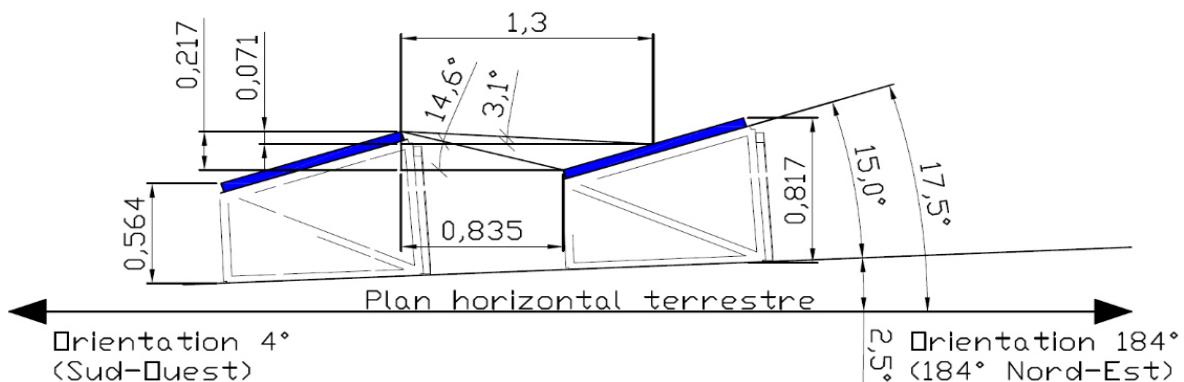


Figure 6 : Plan en coupe du champ solaire avec 2 lignes de capteurs représentées et les différentes cotes d'après les plans d'architecte transmis par les SIG.

Du point de vue hydraulique, le champ solaire a été conçu avec une boucle de Tichelmann en sortie du champ (Figure 7). Aucune vanne d'équilibrage n'a été prévue étant donné que la boucle de Tichelmann doit permettre d'assurer naturellement l'équilibrage hydraulique entre les différentes lignes de capteurs.



Figure 7 : Conduites hydrauliques du champ solaire (départ en bas, boucle de Tichelmann sur le retour en haut).

<sup>2</sup> Selon la convention ici-suivie, le 0° correspond à une orientation plein Sud, 90° à une orientation plein Ouest, 180° à une orientation plein Nord et 270° à une orientation plein Est.



### 2.3.3 Pompe et débit du circuit solaire

Deux pompes à débit variable sont installées en redondance sur le circuit solaire. La redondance doit permettre d'éviter des problèmes techniques, comme la surchauffe des capteurs ou l'arrêt du système solaire. Dans l'éventualité où une pompe viendrait à dysfonctionner et à s'arrêter, l'autre pompe peut fonctionner jusqu'à l'intervention d'un technicien pour le remplacement de la pompe défaillante. Cette permutation entre les pompes a été automatisée pour permettre aux deux pompes d'être utilisées en alternance afin de maintenir un nombre d'heures de fonctionnement équivalent.

Les premières données transmises, lors de la mise en service, ont permis de déterminer sur le circuit solaire les débits suivants :

- débit minimum : 5 m<sup>3</sup>/h ;
- débit maximum : 22 m<sup>3</sup>/h.

À cause de pertes de charge supérieures à ce qui avait été prévu en phase de pré-étude, la valeur de débit maximale est inférieure à la valeur considérée en avant-projet, qui était de 33 m<sup>3</sup>/h pour des températures d'aller et retour respectivement à 75 et 90°C. La différence entre débit nominal et débit maximal, couplée avec une température d'injection de 80°C, et non de 75°C comme prévu, ont des répercussions sur le gain de température au niveau du champ solaire d'un côté, entraînant des pertes thermiques supérieures aux attentes, et sur le point de fonctionnement de l'échangeur solaire dans l'autre, car ce dernier est utilisé avec des gradients thermiques non-idiéaux.

### 2.3.4 Raccordement et circuit CAD

La centrale solaire est raccordée à la conduite de retour du réseau CADSIG via un échangeur à plaque de 500 kW (Figure 8). Cet échangeur découpe hydrauliquement le circuit solaire et le circuit d'injection qui n'utilise pas le même fluide caloporteur, ni la même pression de service. Le circuit d'injection étant directement raccordé au CADSIG, plusieurs organes de sécurité sont installés afin que la centrale SOLARCADII ne péjore pas le fonctionnement du réseau. Une vanne deux voies tout ou rien (TOR) pilotable et normalement fermée est positionnée à l'entrée de la centrale sur le circuit secondaire sur le côté CAD. Deux vannes manuelles permettent d'isoler hydrauliquement le champ solaire en cas de maintenance.

Deux pompes à débit variable sont installées en redondance sur le circuit d'injection et sont contrôlées par l'automate des SIG. Les mesures réalisées lors de la mise en service ont permis de déterminer les débits suivants sur le circuit CAD :

- Débit minimum : 23.2 m<sup>3</sup>/h
- Débit maximum : 47 m<sup>3</sup>/h

La centrale est raccordée à la conduite de retour du réseau CAD qui se trouve toute l'année à une température moyenne de 72 ±1.5°C. Le débit traversant le circuit d'injection correspond à environ 25 % du débit à proximité de la centrale (environ 200 m<sup>3</sup>/h en hiver).

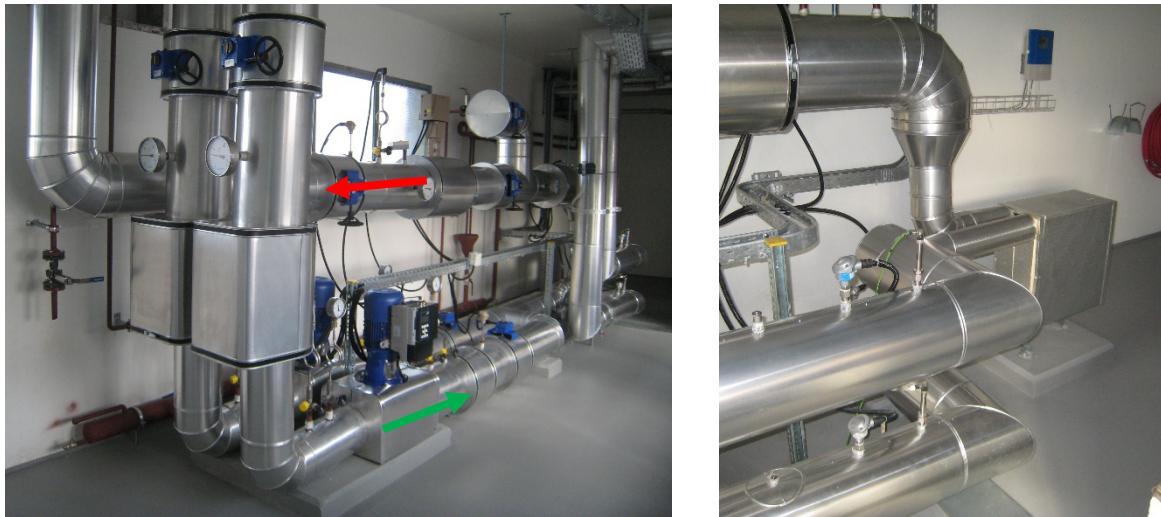


Figure 8 : Gauche : circuit d'injection sur le réseau CAD (circuit secondaire). Droite : échangeur solaire.

### 2.3.5 Le fluide caloporteur du circuit solaire

Le fluide caloporteur du champ solaire est un mélange eau/mono-propylène glycol, avec une concentration initialement prévue de 20 % en volume, pour permettre une protection contre le gel jusqu'à une température de - 8°C.

Pour pouvoir déterminer les propriétés thermodynamiques du fluide caloporteur du circuit solaire, comme par exemple la chaleur spécifique massique et la densité, et calculer la performance de la centrale et les autres indicateurs, le fluide caloporteur du primaire a été caractérisé grâce à un échantillonnage du liquide circulant dans le champ solaire et par des mesures menées par un laboratoire spécialisé. Les résultats de cette campagne de mesure sont présentés au paragraphe 11.1. Selon ces résultats, le fluide caloporteur du primaire est composé d'un mélange avec une concentration de glycol de 11.1 % en volume. Idéalement, l'échantillonnage du liquide caloporteur devrait être fait chaque année pour vérifier une éventuelle dégradation des propriétés et après chaque vidange/substitution, pour déterminer le pourcentage de glycol effectivement présent et le degré effectif de protection antigel du circuit.

### 2.3.6 Régulation

Les paramètres de régulation du circuit solaire sont contrôlés par l'automate de TVP SOLAR, tandis que les paramètres de régulation des pompes et des composants hydrauliques du circuit d'injection CAD sont contrôlés par l'automate des SIG. Ces deux automates, également désignés PLC dans le présent rapport, fonctionnent de manière indépendante, mais communiquent entre eux par Modbus pour contrôler l'ensemble de la centrale SOLARCADII. Les différentes séquences de fonctionnement ainsi que les deux scénarios de régulation de la centrale SOLARCADII prévus actuellement sont présentés dans cette partie. La Figure 9 présente le principe de régulation de la central solaire à travers un schéma de fonctionnement simplifié.

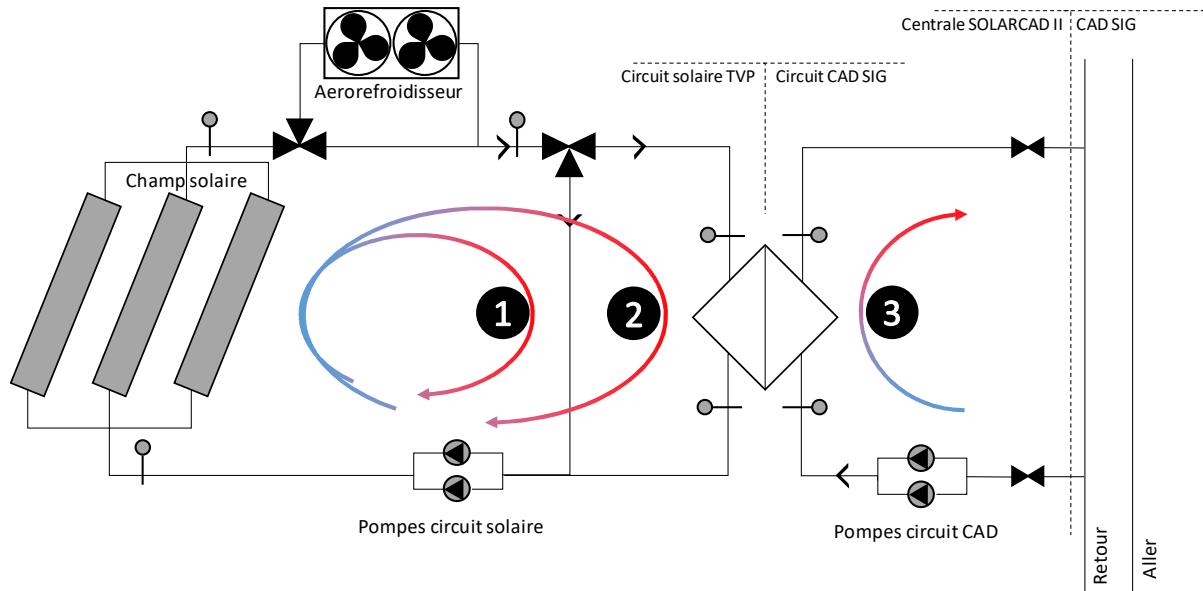


Figure 9 : Schéma de principe simplifié de la centrale SOLARCADII avec les différents composants. Les trois phases de démarrage de la centrale sont symbolisées par des cercles de couleur portant chacun le numéro de la phase correspondante.

Les différentes séquences de fonctionnement de la centrale solaire sont décrites ci-dessous :

a) Démarrage de la centrale SOLARCADII

Le démarrage des pompes du circuit solaire est lancé par l'automate de TVP SOLAR lorsque l'irradiance globale dépasse une valeur d'irradiance de seuil de  $200 \text{ W/m}^2$  pendant 5 minutes.

Une fois ces conditions remplies, les pompes du circuit primaire sont enclenchées et la vanne trois voies du champ solaire est commutée pour bypasser l'échangeur. Le fluide caloporteur monte progressivement en température en recirculant à travers le champ solaire (cercle 1 sur la Figure 9).

Lorsque la température du fluide caloporteur atteint la valeur cible ( $80^\circ\text{C}$ ), l'automate de TVP SOLAR commute la vanne trois voies pour que le fluide transfère la chaleur à l'échangeur de chaleur raccordé au circuit d'injection CAD (cercle 2 sur la Figure 9). Le débit de la pompe est piloté par l'automate afin d'atteindre et de maintenir la température de fonctionnement cible du système.

L'ouverture de la vanne trois voies sur le circuit primaire provoque l'envoi d'un signal de l'automate de TVP Solar SA vers l'automate de SIG pour libérer la vanne d'injection dans le CAD (avec une temporisation de 120 s) et enclencher les pompes du circuit secondaire. À partir de ce moment, la centrale SOLARCADII commence à injecter de la chaleur sur le CAD (cercle 3 sur la Figure 9).

b) Régulation de la centrale SOLARCADII

La centrale SOLARCADII est régulée de manière à maximiser la production de chaleur en modulant le débit du fluide caloporteur dans le champ solaire. En effet, lorsque la **température cible** est atteinte en sortie de champ solaire, la vanne 3 voies TOR du circuit solaire est commutée pour permettre l'injection de la chaleur solaire sur le secondaire et le réseau CAD. Le débit du circuit solaire est alors modulé de manière à maintenir la consigne de température en sortie du champ solaire (jusqu'à ici,  $90^\circ\text{C}$ ) à travers une régulation propriétaire de type Proportionnelle – Intégrale – Dérivée (PID) dépendant de l'irradiation incidente.



Une fois la vanne TOR positionnée de manière à faire circuler le fluide caloporteur dans l'échangeur de chaleur, le débit sur le circuit CAD est réglé au minimum jusqu'à ce que le gain de température atteigne une valeur limite de 3°C sur le fluide caloporteur du CAD. Une fois que le gain de température a dépassé cette valeur limite, le débit sur le circuit CAD est réglé entre sa valeur minimum et sa valeur maximum selon un facteur de proportionnalité en rapport au débit du circuit solaire et des gradients de température sur le primaire et secondaire de l'échangeur. Ce facteur de proportionnalité a été défini par les SIG sur la base des capacités thermiques massiques des fluides caloporteurs au primaire et secondaire et des gains de température recherchés sur les deux côtés de l'échangeur. La valeur adoptée jusqu'ici a été fixée à 1.56 : Cette valeur devra être adaptée aux propriétés réelles du fluide caloporteur (car la concentration en glycol est différente de ce qui était prévu) et aux différences de températures cibles dans l'échangeur solaire.

Si la température à la sortie du champ solaire dépasse la température définie par l'automate alors que le débit maximum sur le circuit solaire est déjà atteint, le circuit solaire peut être amené à travailler à des températures plus élevées que prévues. Dans ce cas, le débit sur le circuit CAD se fixe également à sa valeur maximale afin d'éviter une montée en température trop importante du circuit solaire, qui provoquerait une baisse de rendement de la production de chaleur du système.

Si la production de chaleur solaire devient trop basse, alors le système cesse de fonctionner, selon la procédure d'arrêt décrite plus en bas. À ce moment-là, un signal est transmis de l'automate TVP SOLAR vers l'automate SIG et le circuit d'injection CAD cesse de fonctionner, comme décrit dans la procédure d'arrêt.

c) Arrêt de la centrale SOLARCADII

Lorsque l'irradiance baisse, la puissance du champ solaire va également baisser provoquant une régulation des débits (aussi bien sur le primaire que sur le secondaire). Si l'irradiance solaire continue de baisser, la température en sortie de champ diminue. Lorsqu'elle est inférieure à une valeur seuil de 75°C, la séquence suivante est lancée pour l'arrêt du circuit solaire :

- le débit est fixé au minimum, correspondant à 50% du débit nominale ;
- la pompe est stoppée et simultanément la vanne 3 voies est commutée pour bypasser l'échangeur ;
- un signal est envoyé à l'automate SIG pour l'informer que la séquence d'arrêt de circuit solaire a été exécutée.

Pour le circuit relié au réseau CAD, la séquence d'arrêt suivie est la suivante :

- si le gain de température sur le côté secondaire de l'échangeur diminue et devient inférieure à 3°C, le débit du secondaire est réglé et maintenu au minimum, soit 50% de la valeur nominale ;
- si la pompe sur le primaire s'arrête, la vanne d'isolement sur le secondaire se ferme et, après un délai de 120 s<sup>3</sup>, la pompe est arrêtée.

Les circuits sont alors prêts pour un redémarrage.

d) Procédure de dégivrage

Une séquence antigel/dégivrage a été implémentée dans les deux automates. Pour le circuit d'injection sur le réseau CAD, la protection intervient lorsque la température ambiante descend en dessous de 0°C. Pour le champ solaire, l'objectif est le même, mais pour une température de fusion du mélange eau/glycol de -8°C.

Dans le cas d'une température ambiante inférieure à 1°C, la vanne deux voies d'isolement sur le circuit secondaire est ouverte et, après une temporisation de 120 s, les pompes sont enclenchées à

<sup>3</sup> Cette temporisation est utilisée en lieu d'un contact de fin de course sur la vanne d'isolement.



régime minimales pendant 5 minutes chaque 45 minutes. Si la température ambiante devient supérieure à 2°C, alors la séquence de dégivrage s'arrête et la vanne d'isolement est fermée.

Du côté du champ solaire, dans le cas d'une irradiance mesurée sur la station météo inférieure à 200 W/m<sup>2</sup> et une température dans le circuit solaire inférieure à 3°C, la pompe s'enclenche jusqu'à atteindre une température de 7°C dans le circuit solaire grâce à la chaleur du CAD. Pendant la période automne-hiver 2021-2022 (du 1<sup>er</sup> Octobre 2021 au 31 Mars 2022), les procédures de dégivrage du circuit d'injection sur le réseau CAD et du champ solaire ont été activées pendant 23 et 80 heures, respectivement.

Pour la période automne-hiver 2022-2023, de manière similaire, les procédures de dégivrage sur le circuit d'injection du CAD ont été activées pendant environ 11 heures, tandis que la procédure de dégivrage sur le champ solaire a été activée pendant environ 180 heures. La différence entre les durées annuelles de fonctionnement du dégivrage sur le circuit CAD et le circuit solaire s'explique probablement par des réglages différents de la plage de température considérée comme à risque pour le givrage. De plus, le circuit de transfert relié au CAD utilise la chaleur du CAD pour empêcher le givrage du fluide caloporteur. En revanche, le circuit solaire n'a pour seul moyen de dégivrage que la circulation du fluide, sans apport externe de chaleur. Il serait possible de réduire la durée du dégivrage côté solaire en permettant au circuit CAD de réchauffer le circuit solaire pendant les nuits froides.

#### e) Refroidissement

Si les pompes du circuit secondaire sont mises hors service pendant le fonctionnement normal de la centrale, la chaleur solaire produite dans circuit primaire ne peut plus être transférée au CAD. Dans ce cas, la montée en température du circuit solaire deviendrait trop importante. Pour éviter cela la vanne trois voies vers l'aérorefroidisseur montrée en Figure 10 s'actionne automatiquement et les ventilateurs s'allument pour permettre de dissiper la chaleur produite et éviter la surchauffe et la montée en pression du système.



Figure 10 : Vu de l'aérorefroidisseur, d'une puissance nominale de 610 kW (pour une température du fluide de 85°C et une température ambiante de 20°C) , avec la vanne de commutation en bas à droite de la photo.



#### f) Arrêt d'urgence

Deux contacts d'arrêt d'urgence sont installés respectivement sur le circuit solaire et le circuit d'injection sur le CAD. Si le contact d'arrêt d'urgence du circuit solaire est enclenché, cela peut être critique et engendrer la surchauffe du champ solaire si les capteurs sont exposés à une forte irradiance. Cette procédure n'est activée qu'en cas d'extrême nécessité et suivie au plus vite par l'intervention d'un technicien spécialisé.

Dans le cas d'un arrêt d'urgence sur le circuit d'injection CAD, l'automate TVP actionne la séquence de refroidissement et enclenche l'aérorefroidisseur. En cas de surchauffe du circuit solaire, des soupapes de sécurité permettent de limiter la montée en pression dans le circuit et de décharger le fluide dans les réservoirs prévus à cet effet dans le local technique.

#### g) Arrêt pour maintenance

En cas d'arrêt du circuit primaire pour maintenance, la centrale SOLARCADII s'arrête de fonctionner pendant le temps de l'intervention sans affecter le circuit secondaire d'alimentation du réseau CAD. Selon le type d'intervention et sa durée, le circuit primaire peut être partiellement ou totalement vidangé et le fluide récupéré dans les réservoirs situés dans le local technique. Dans ce cas, en fonction de la durée de l'arrêt, il peut être nécessaire de couvrir les panneaux avec des bâches.

En revanche, en cas d'intervention sur le circuit secondaire, le circuit primaire continue à fonctionner pour éviter la surchauffe. L'énergie produite par le circuit solaire, dans ce cas, est dégradée par l'aérorefroidisseur.

#### 2.3.7 Le réseau thermique CADSIG

Ce réseau historique a été le premier CAD déployé et opéré par les SIG. Il est aujourd'hui le plus important du canton de Genève en termes de quantité de chaleur vendue par an<sup>4</sup>. Ce réseau est alimenté principalement avec la centrale thermique du siège des SIG (Lignon) fonctionnant au gaz naturel.

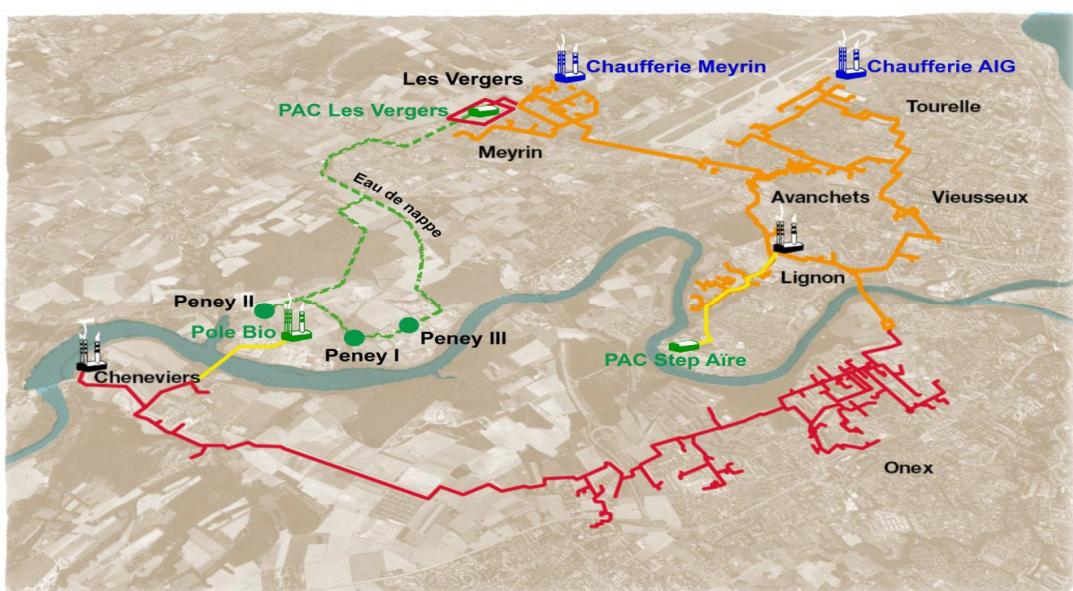


Figure 11: Les différents réseaux thermiques opérés par SIG, le CADSIG étant représenté en orange [10]

<sup>4</sup> site internet SIG.



Le raccordement au CADIOM (réseau rouge ci-dessus) en 2012, alimenté par l'usine de valorisation et de traitement des déchets (UVTD) des Cheneviers, a permis de réduire la consommation de gaz et d'augmenter la part de chaleur renouvelable sur le CADSIG [10].

La centrale SOLARCADII s'inscrit dans la volonté des SIG de développer la chaleur renouvelable dans ses réseaux notamment à travers la géothermie, la valorisation des rejets thermiques des stations d'épuration des eaux usées (STEP), ou la chaleur extrait sur les eaux du lac.

### 2.3.8 Impact énergétique de l'installation SOLARCADII sur le CADSIG et consommation fossile

Différents calculs basés sur les statistiques de consommation 2017 du réseau CADSIG ont permis d'estimer l'impact énergétique et environnemental attendu du champ solaire SOLARCADII sur le CAD (voir Tableau 3 ci-dessous).

Tableau 3 : Energie annuelle délivrée en 2017 sur le CADSIG et prévision de la production annuelle de la centrale SOLARCADII

Description	Grandeurs	Unités
Chaleur produite par énergie fossile ( $\eta = 96\%$ )	204	GWh
Chaleur produite par l'UVDT	125	GWh
Production attendue du champ SOLARCADII	0.516	GWh

Sur la base de ces valeurs, l'installation SOLARCADII devrait produire l'équivalent de 0.25% de l'énergie annuelle délivrée par le CADSIG, engendrant une diminution des émissions de CO<sub>2</sub> estimée entre 90 et 110 t<sub>éqCO<sub>2</sub></sub>/an. L'impact de la centrale SOLARCADII sur le réseau est donc très faible.

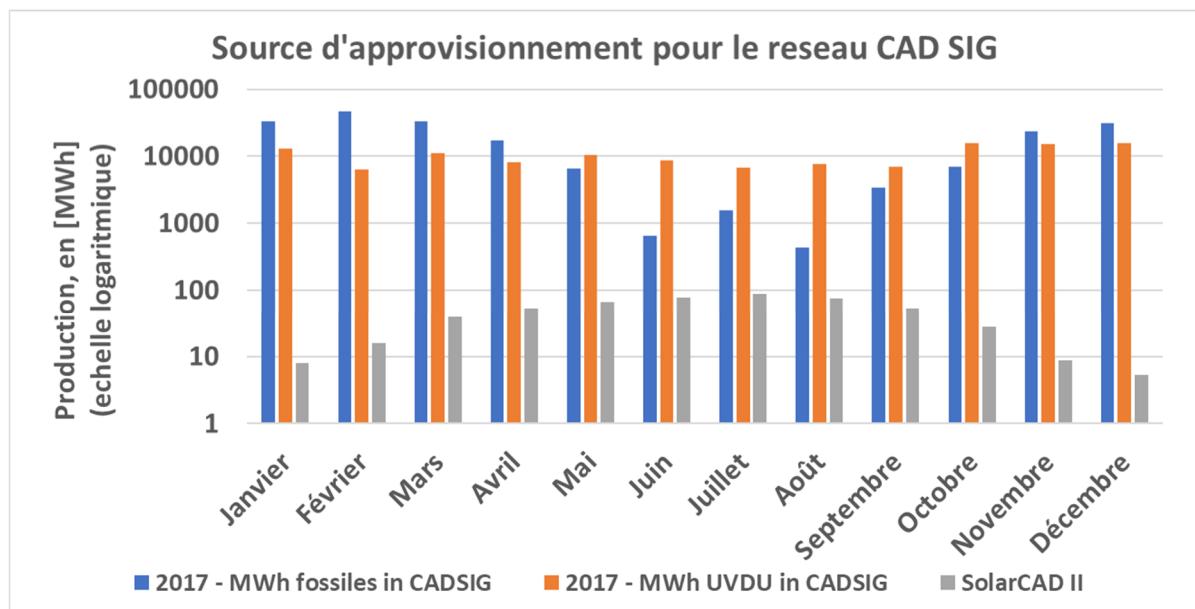


Figure 12: Production d'énergie mensuelle du CADSIG en 2017

La Figure 12 montre l'impact attendu sur l'année et pour chaque mois de l'année (valeurs d'énergie à échelle logarithmique). Même pour les mois où la production de chaleur solaire est maximale et la consommation de chaleur à son minimum, la fraction solaire reste très faible.



### 2.3.9 Plan d'affaire

Comme évoqué dans le chapitre précédent, SIG a souhaité innover en terme du financement du projet. En effet, aussi bien au bénéfice de TVP Solar, développeur d'une technologie encore peu connue, qu'au bénéfice de SIG, qui doit limiter les risques, un modèle d'affaire « à seuil » a été réfléchi pour permettre un partage équitable des risques entre les partenaires du projet.

Ce modèle d'affaire se base sur les points et enjeux suivants :

- SIG finance l'investissement pour la sous-station permettant d'injecter la chaleur solaire dans le CAD (y compris échangeur de chaleur) ;
- L'installation solaire thermique (champs solaire, hydraulique et control commande) est financée au 2/3 par SIG. Ce montant est versé à TVP à la mise en marche de l'installation ;
- Le tiers restant du montant de l'installation solaire est payé comme prime à la production selon un contrat de garantie de performances qui s'étale sur une période de 20 ans :
  - Pour une production de chaleur inférieure à 405 MWh/an, SIG ne paie rien ;
  - Pour une production comprise entre 405 et 516 MWh/an, SIG paie à TVP 16.1 cts/kWh ;
  - Pour une production supérieure de 516 MWh/an, SIG paie à TVP 8 cts/kWh (au-dessus d'une production de 516MWh/an, les kWh produits sont rachetés à 8 cts).

En dessous de 405 MWh/an, l'installation est considérée comme dysfonctionnelle et l'investissement par kWh produit est considéré comme trop important (Figure 13). En dessus des 516 MWh/an, par contre, l'installation est considérée avoir une performance meilleure que prévue et le gain est partagé par les partenaires. En effet, 516 MWh/an est la productivité de la centrale évaluée en avant-projet pour une irradiation globale horizontale de 1200 kWh/m<sup>2</sup>/an. Contractuellement, le montant de la prime payé par SIG jusqu'au seuil de référence supérieure (516 MWh) est recalculé pour tenir en compte de l'irradiation de référence. Ce modèle d'affaires permet de partager les risques entre fabricant et investisseur et ainsi favoriser la pénétration du marché par la technologie solaire thermique.

Selon le contrat à seuil stipulé entre SIG et TVP Solar, 1/3 de l'investissement pour le champ solaire est initialement financé par TVP Solar. SIG remboursera cette partie financée par TVP Solar sur la base d'une prime à la production de 16.1 ctsCHF pour chaque kWh produit au-delà du seuil inférieur de production, de 405 MWh/an (voir Figure 13). En conséquence, si le SOLARCADII produit comme prévu initialement, la somme d'argent avancée par TVP sera remboursée par SIG.

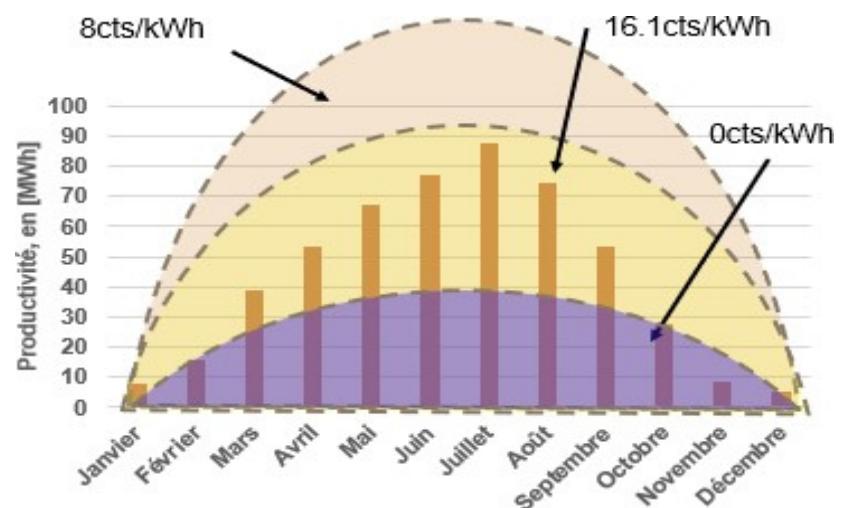


Figure 13 : Modèle d'affaire à seuil adapté pour le projet SOLARCADII [11].



## 3 Procédure et méthode

### 3.1 Equipements de mesure et concept de monitoring

Afin de réaliser un concept de monitoring adapté au suivi des performances d'une grande installation solaire comme le SOLARCADII, une revue de littérature a été réalisée pour identifier les différents points de mesure à prévoir et les indicateurs clés de performances à calculer.

Les points de mesures à intégrer ainsi que les caractéristiques des capteurs à prévoir ont été comparés aux différents points de mesures prévus par TVP Solar et SIG pour cette installation. Suite à cette comparaison, des propositions de modifications et d'ajout de sondes de mesure ont été formulées.

#### 3.1.1 Concept de monitoring existant prévu par TVP et les SIG

Le concept de monitoring de SIG et TVP a pour objectif de remplir les fonctions suivantes :

- mesurer de manière précise et fiable la chaleur délivrée au réseau CAD pour permettre la rémunération de la chaleur solaire selon le contrat financier « à seuil » ;
- suivre les paramètres de fonctionnement de l'installation afin de réguler les différents composants nécessaires pour le bon fonctionnement de l'installation (vannes, pompes, ...) ;
- permettre un suivi des prestations afin d'assurer le contrôle et la maintenance de l'installation.

#### 3.1.2 Monitoring du champ solaire

Pour la bonne marche de l'installation, les points de mesures que TVP a intégré dans la partie solaire thermique de l'installation sont décrits ci-dessous.

##### a) Mesure des paramètres météorologiques

- 1 pyranomètre MTX PCTRA059, pour mesurer l'irradiance solaire et contrôler le démarrage et l'arrêt du champ solaire ;
- 1 sonde de température extérieure MTX FAR039BA, pour mesurer la température ambiante et enclencher le processus de dégivrage/antigel en cas de nécessité.

##### b) Mesures de performance et de productivité

- 8 sondes de température ENDRESS HAUSER TMR31-A1FBBBAJ1AAA, pour mesurer la température à l'entrée et à la sortie du champ solaire, de l'échangeur de chaleur et de l'aérorefroidisseur ;
- 2 débitmètres Yokogawa DY050-JBLBD4-4D/KF2/R1, le premier, à proximité de l'échangeur, pour comptabiliser l'énergie produite par le champ. Le second, sur la tuyauterie du champ solaire, pour permettre la régulation du circuit primaire lorsque l'échangeur est bypassé, pendant le démarrage du système.

Les mesures de débits, couplées aux mesures de températures, permettent, par calcul direct du PLC de TVP Solar, de déterminer la puissance instantanée ainsi que l'énergie produite par le champ solaire.

##### c) Mesures pour l'exploitation de l'installation

- trois capteurs de pression KELLER PA-21Y/16 BAR/ 22-2155-142, deux installés en amont et en aval des pompes pour en détecter un dysfonctionnement, et le dernier installé à proximité du vase d'expansion ;



- 1 capteur de niveau Autosen AF903, pour déterminer la réserve de glycol dans les cuves de récupération ;
- plusieurs sondes liées aux différentes armatures (pompes, vanne 3 voies, ...) permettant de vérifier l'état des composants à travers des capteurs de fin de course ou contacteurs de sécurité.

L'analyse du concept de monitoring prévu démontre que les données enregistrées sont suffisantes pour les besoins d'exploitation, excepté pour une sonde de pression qui devrait être posé en sortie d'échangeur afin d'en détecter un éventuel encrassement, ainsi que pour une mesure de température à la sortie de chaque rangée permettant un diagnostic rapide d'un quelconque dysfonctionnement. Cependant, comme expliqué ci-dessous, la précision des senseurs de TVP Solar n'est pas suffisante pour le monitoring précis des performances de l'installation.

### 3.1.3 Monitoring du circuit d'injection CAD

Les points de mesure que SIG a intégré dans le circuit secondaire relié au réseau CAD pour en permettre la régulation et le contrôle sont décrits ci-dessous.

#### a) Mesures de performance

- trois sondes de température, positionnées à l'entrée et à la sortie du circuit d'injection CAD ;
- un compteur de chaleur CALEC Energy Master, capable de transmettre les données de mesures via M-Bus au PLC de SIG, couplé à un débitmètre Krohne et à des sondes de températures, le compteur permet un comptage précis et normé de l'énergie produite par la centrale en vue de la facturation et le versement du prime à la production à TVP Solar.

#### b) Mesures pour l'exploitation de l'installation

- trois capteurs de pression : le positionnement des deux premiers capteurs permet de déterminer la pression en amont de chaque pompe ; le dernier senseur est positionné en sortie de l'échangeur ;
- un thermostat de sécurité, nécessaire à protéger les différents équipements d'une éventuelle surchauffe en cas de dysfonctionnement ;
- plusieurs sondes liées aux différentes armatures (pompes, vanne 3 voies, ...) permettant de vérifier l'état des composants à travers des capteurs de fin de course ou contacteurs de sécurité.

L'analyse du monitoring démontre que les points de mesure sont suffisants pour les besoins scientifiques et la maintenance. En outre, étant donnée la philosophie de la double consignation, l'importance de la sécurité et du control à distance qui caractérise la majorité des installations exploités par les SIG, la vanne d'isolement sur la partie CAD a été équipée de contacts de fin de course, même si le débitmètre présent sur le circuit permet facilement de déterminer si la vanne est ouverte ou non et même si la vanne TOR sur le secondaire est normalement fermée en cas de coupure d'électricité.

### 3.1.4 Points de mesures supplémentaires établis par la HEIG-VD

Suite à l'analyse effectuée sur le concept de monitoring prévu par TVP SOLAR et les SIG, ainsi qu'à la revue de littérature [12], [13] des points de mesures supplémentaires ont été déterminés. Le but de ces points de mesure supplémentaires est d'avoir suffisamment de sondes avec une précision adéquate pour effectuer un suivi et une analyse des performances de la centrale SOLARCADII. Les points de mesures qui ont été ajoutés sont les suivants :

- quatre sondes de température ont été rajoutées aux points de mesures déjà établis par TVP SOLAR afin d'améliorer la précision de ces mesures. Ces 4 sondes, appelées sondes du



« Thermal block »<sup>5</sup>, mesurent, respectivement, l'entrée et la sortie de l'échangeur de raccordement au CAD, sur le côté primaire, ainsi que l'arrivée et le départ du champ solaire ;

- les 50 lignes ont été équipées en sortie d'une sonde de température insérée dans un doigt de gant pour analyser le comportement du champ solaire. Ces 50 sondes sont désignées, ci-après, « sondes du champ solaire » ;
- une station météo a été ajoutée au champ solaire, pour mesurer la vitesse et la direction du vent ainsi que la température et l'humidité de l'air ambiant extérieur ;
- un pyranomètre a été ajouté pour permettre la mesure de l'irradiance solaire globale ainsi que de l'irradiance solaire diffuse. Ce pyranomètre, installé dans le plan des capteurs solaires, permet d'obtenir également l'irradiance solaire directe et de réaliser des analyses sur l'influence du rayonnement solaire sur la technologie des capteurs de TVP Solar.

### 3.1.5 Caractéristiques des capteurs ajoutés

Dans ce qui suit, les caractéristiques des capteurs ajoutés à la demande de la HEIG-VD afin de mieux caractériser les performances de l'installation et cibler plus précisément les mesures d'optimisation possibles sont décrites.

#### a) Sondes de température Thermal block

Les spécifications techniques des sondes de température installés en entrée/sortie du champ solaire et en entrée/sortie de l'échangeur côté circuit solaire (montrés en Figure 14) sont les suivantes :

- Désignation : Sonde PT100 classe DIN 1/3, selon norme NF EN 60751, montée sous tube avec tête industrielle standard.
- Quantité : 4.
- Transmetteur : Intégré dans la tête industrielle avec sortie 4/20 mA, paramétré pour une plage d'utilisation allant de -10°C à 130°C.
- Câble : Câble à 2 conducteurs en cuivre surgainés en PVC avec blindage pour utilisation en milieu extérieur.
- Étalonnage : Étalonnage en 3 points 0/50/100°C avec appairage ; Certificat d'étalonnage rattaché COFRAC.
- Précision :  $\pm (0.1^\circ\text{C} + 0.17 \%)$

---

<sup>5</sup> Rappel : partie du circuit solaire à l'intérieur du bâtiment.

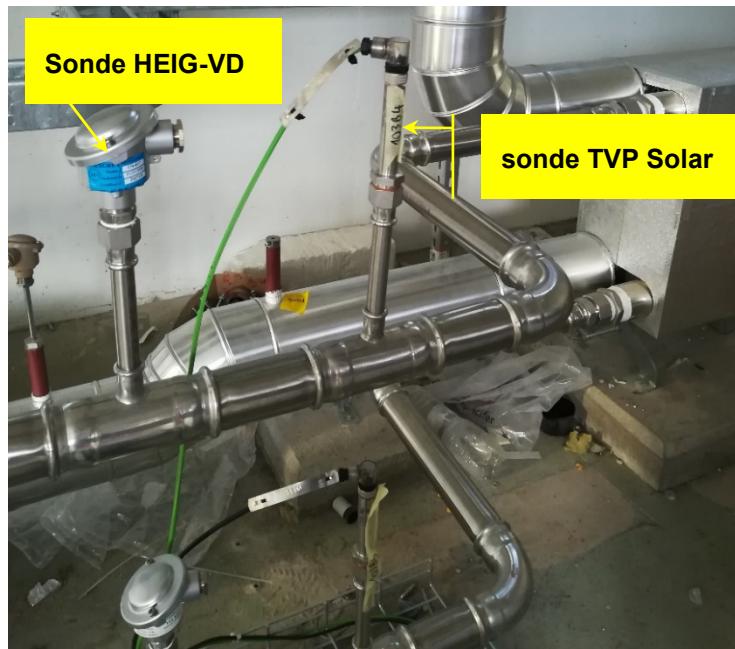


Figure 14 : Doublage des sondes TVP (à droite) par des sondes DIN 1/3 (à gauche).

À partir des certificats d'étalonnage des 4 sondes de température, des coefficients de correction ont été établis et les incertitudes élargies ( $k=2$ ) ont été calculées. Ces incertitudes élargies tiennent compte des incertitudes de l'étalonnage ainsi que des incertitudes dues à l'écart de valeur après correction.

Les facteurs de correction à appliquer à la valeur mesurée en  $^{\circ}\text{C}$ , ainsi que les incertitudes de chacune des sondes, sont présentés dans le Tableau 4.

Tableau 4 : Facteur de correction et incertitude élargie ( $k=2$ ) des sondes DIN1/3 étalonnées et installées sur le Thermal block.

# Sonde	Désignation	Facteur de correction	Incertitude élargie sur la plage 0-100 $^{\circ}\text{C}$ ( $k=2$ )
776604	Retour champ solaire	Régression d'ordre 1, de type $y: f(x) = ax+b$ avec $a = 1.0006$ et $b = 0.0882$ .	$\pm 0.0271^{\circ}\text{C}$
776605	Départ champ solaire	Régression d'ordre 1, de type $y: f(x) = ax+b$ avec $a= 1.0009$ et $b= 0.1133$ .	$\pm 0.0193^{\circ}\text{C}$
776606	Sortie échangeur	Régression d'ordre 2, de type $y: f(x) = ax^2+bx+c$ avec $a= -0.000003$ , $b= 1.0006$ et $c= 0.0921$ .	$\pm 0.0214^{\circ}\text{C}$
776607	Entrée échangeur	Régression d'ordre 1, de type $y: f(x) = ax+b$ avec $a= 1.0019$ et $b= 0.1115$ .	$\pm 0.0192^{\circ}\text{C}$



b) Sondes de température du champ solaire

Les spécifications techniques des sondes de température installées en sortie de chaque ligne du champ solaire (voir Figure 15) sont les suivantes :

- Désignation : Sonde PT100 classe A, montée sous tube avec tête industrielle standard.
- Quantité : 50
- Transmetteur : Intégré dans la tête industrielle avec sortie 4/20 mA, paramétré pour une plage d'utilisation allant de -10°C à 130°C.
- Câble : Câble à 2 conducteurs en cuivre surgainé en PVC avec blindage, pour utilisation en milieu extérieur.
- Précision :  $\pm (0.3^\circ\text{C} + 0.5 \%)$



Figure 15 : Positionnement des sondes de températures sur le champ solaire

c) Station météo

Les spécifications techniques de la station météo (voir la Figure 16), comprenant un instrument pour la mesure du vent (vitesse et direction) et un instrument pour la mesure de la température ambiante (température et humidité), sont les suivantes :

- Désignation : Anémomètre et girouette combinés avec sortie analogique.
  - o Plage d'utilisation : 0...35 m/s pour l'anémomètre ; 0 à 360° pour la girouette.
  - o Alimentation : 24 VDC.
  - o Sortie analogique :  $2 \times 4/20 \text{ mA}$ .
  - o Précision :  $\pm 3\%$  pour l'anémomètre ;  $\pm 3\%$  pour la girouette.
- Désignation : Abri météorologique : température et humidité.
  - o Alimentation : 24 VDC.



- Sortie analogique :  $2 \times 4/20\text{mA}$ .
- Précision :  $\pm 3\%$  pour la température ;  $\pm 3\%$  pour l'hydrométrie



Figure 16 : La Station météo positionnée au centre du champ de capteur et à proximité de l'armoire d'acquisition déporté, installé au milieu du champ solaire.

#### d) Pyranomètre

Les spécifications techniques du pyranomètre, installé à proximité de la station météo avec la même inclinaison que les capteurs, sont les suivantes :

- Désignation : Pyranomètre SPN1 mesurant le rayonnement global et diffus.
- Quantité : 1 unité.
- Plage d'utilisation :  $0 - 2500 \text{ W/m}^2$ .
- Alimentation : 12 V en configuration avec le chauffage intégré.
- Sortie analogique :  $2 \times 0 - 2.5 \text{ V}$  (résolution :  $1 \text{ mV} = 1 \text{ W/m}^2$ ).
- Précision : Les valeurs d'incertitude suivantes sont données pour la mesure d'irradiance global et d'irradiance diffuse selon le certificat de calibration :
  - $\pm 5\%$  sur l'énergie journalière mesurée.
  - $\pm 5\% \pm 10 \text{ W/m}^2$  sur la moyenne horaire mesurée.
  - $\pm 8\% \pm 10 \text{ W/m}^2$  sur la valeur instantanée mesurée.



Le pyranomètre SPN1, développé par Delta-T Devices, a l'avantage de mesurer l'irradiance solaire globale et l'irradiance solaire diffuse sans utiliser de suiveur solaire. Ce pyranomètre est équipé de 7 photodiodes et d'un dispositif d'ombrage fixe à l'intérieur du dôme en verre (Figure 17). La qualité des mesures est supérieure à celles obtenues avec un pyranomètre ISO First Class. Par calcul, en autre, ce pyranomètre permet également de connaître l'irradiance solaire directe.



Figure 17 : Photo du pyranomètre SPN1, de Delta-T Devices, installé pour mesurer l'irradiance solaire globale et l'irradiance solaire diffuse sur le site de la centrale SOLARCADII (source de la photo : Delta-T Devices, [delta-t.co.uk](http://delta-t.co.uk)).

#### e) Archivage des données

Pour permettre un transfert de données efficace et sécurisé, il a été décidé d'utiliser un serveur FTP. Les quelques informations résumées ci-dessous doivent permettre de comprendre le cheminement des données de la prise de mesures jusqu'à l'analyse à partir de la base de données, selon la procédure suivante :

- Tous les jours à 1h du matin, le serveur HEIG-VD envoie une requête au serveur SIG pour extraire les données du jour précédent ;
- SIG génère un fichier regroupant les mesures de la journée et le dépose sur le serveur FTP HEIG-VD ;
- Une fois les données collectées, une requête est envoyée au serveur SIG pour supprimer le fichier ;
- La HEIG-VD traite les données et crée plusieurs bases de données contenant les résultats de l'analyse des mesures.

Une fois la requête envoyée par la HEIG-VD et les informations transmises par SIG, le serveur fonctionne, selon le diagramme de flux montré en Figure 18.

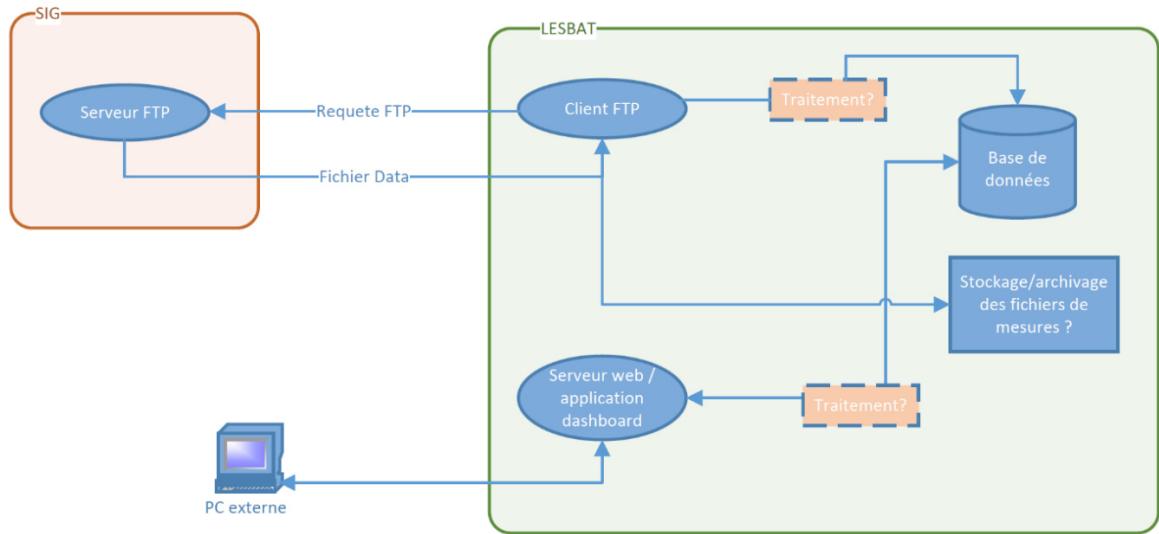


Figure 18 : Fonctionnement du serveur et de la base de données.

### 3.2 Indicateurs clés de performance (ICPs)

Les données mesurées par les différents équipements et capteurs ont été traitées et analysées pour contrôler les performances du système, afin de permettre l'étude d'éventuelles mesures d'optimisation et la comparaison avec d'autres projets.

Un ensemble d'indicateurs clés de performance (ICP) a été défini sur la base de la littérature disponible et des indicateurs normalement utilisés dans les logiciels de dimensionnement solaire pour comparer les performances des variantes en phase d'avant-projet, comme dans le cas du logiciel Polysun.

Le guide des bonnes pratiques du solaire dans l'industrie [14], écrit durant le projet Ship2Fair (H2020), divise les différents ICPs en 5 catégories :

- Technique
- Économique
- Environnemental
- Social
- Régulatoire

Cette catégorisation a été retenue dans ce rapport, mais la liste des ICP considérés pour ce projet a été adaptée à la réalité de la centrale SOLARCADII, et intégrée avec d'autres indicateurs utilisés couramment parmi les acteurs du marché du solaire thermique, en particulier dans les logiciels de simulation les plus répandus, comme Polysun et TRNSys [14].

Le calcul des indicateurs clés de performance sélectionnés a permis de suivre et d'analyser les performances du système solaire en fonction de différents critères. En fait, les ICP sont utiles, entre autres, pour les tâches suivantes :



- la détection de dysfonctionnements "évidents" dus à une défaillance des sondes de mesure, tels qu'une différence significative entre les flux d'énergie collectés et ceux injectés ;
- l'estimation de la détérioration des performances à long terme, par exemple en surveillant l'évolution du rendement de l'installation dans le temps ;
- la comparaison objective et standardisée avec d'autres projets, par exemple en comparant la productivité spécifique ou les indicateurs économiques, financiers et environnementaux.

Après la description de la nomenclature et des données d'input nécessaire au calcul des ICP, la méthodologie suivie pour le calcul de ces derniers est décrite dans ce qui suit.

### 3.2.1 Nomenclature adoptée et données d'input aux ICP

Les données de mesure et les grandeurs dérivées utilisées dans le calcul des ICPs sont présentées dans le Tableau 5, avec leur définition et nom. En relation au schéma simplifié de l'installation montré en Figure 19, chaque variable a été nommée sur la base des aspects suivants :

- la propriété physique mesurée :
  - o **pression** (P, en [bar]) ;
  - o **température** (T, en [°C]) ;
  - o **densité** ( $\rho$ , en [kg/m<sup>3</sup>])
  - o **capacité thermique massique** ( $c_p$ , en [J/kg/K])
  - o **débit volumétrique** ( $\dot{V}$ , en [m<sup>3</sup>/h]) ;
  - o **débit massique** ( $m_{dot}$ , en [kg/s]) ;
  - o **irradiance globale** (GI: irradiance globale, en [W/m<sup>2</sup>] - GHI si évalué sur l'horizontal ou GI\_poa si évalué sur le plan des capteurs) ;
  - o **irradiance diffuse** (DI: irradiance diffuse, en [W/m<sup>2</sup>] - DHI si évalué sur l'horizontal ou DIF\_inc si évalué sur le plan des capteurs) ;
  - o **énergie** (E, en [kWh] ou [MWh]) ;
  - o **puissance**, (Pow, en [kW]) ;
  - o **heure de fonctionnement** (h, en [h]).
- la section du circuit où la mesure est prise :
  - o avec un **suffixe p**, si sur le circuit primaire (le champ solaire) ;
  - o avec un **suffixe s**, si sur le circuit secondaire (le circuit d'injection de la chaleur dans le réseau CAD).
- l'équipement concernée par la mesure :
  - o avec un **suffixe ech**, si la mesure concerne l'échangeur ;
  - o avec un **suffixe sol**, si la mesure concerne le circuit primaire et le champ solaire ;
  - o avec un **suffixe CAD**, si la mesure concerne le circuit secondaire d'injection dans le CAD ;
- la position du point de mesure par rapport à l'équipement concernée :
  - o avec un **suffixe a**, si sur l'allée du composant (autrement dit, à la sortie) ;
  - o avec un **suffixe r**, si sur le retour au composant (autrement dit, à l'entrée).



Tableau 5 : Nomenclature et description des données de mesure et grandeurs dérivées utilisées en tant qu'input dans le calcul des ICP

Données de mesure		
Symbol	Description	Unité
$A_{MT4}$	Surface de référence du collecteur solaire, égal à 1.96m <sup>2</sup> (surface brute)	m <sup>2</sup>
$GI_{poa}$	Irradiance globale sur le plan des capteurs	W/m <sup>2</sup>
$DIF_{inc}$	Irradiance diffuse sur le plan des capteurs	W/m <sup>2</sup>
$GI_{poa,ref}$	Irradiance seuil d'activation des pompes sur le circuit primaire	W/m <sup>2</sup>
$Debit_{CAD}$	Débit volumique dans le circuit secondaire	m <sup>3</sup> /h
$Debit_{ech}$	Débit volumique dans l'échangeur sur la côté primaire	m <sup>3</sup> /h
$Debit_{sol}$	Débit volumique dans le champ solaire sur la côté primaire	m <sup>3</sup> /h
$T_{s,r,CAD}$	Température de retour sur la côté secondaire (entrée échangeur)	°C
$T_{s,a,CAD}$	Température de départ (allée) sur la côté secondaire (sortie échangeur)	°C
$T_{p,r,ech}$	Température de retour sur la côté primaire (entrée échangeur)	°C
$T_{p,a,ech}$	Température de départ (allée) sur la côté primaire (sortie échangeur)	°C
$T_{p,r,sol}$	Température de retour du champ solaire (à l'entrée du champ solaire)	°C
$T_{p,a,sol}$	Température de départ (allée) du champ solaire (à la sortie du champ solaire)	°C
Grandeurs dérivées		
$DIR_{inc}$	Irradiance directe sur le plan des capteurs	W/m <sup>2</sup>
$p_{p,moy}$	Pression moyenne du circuit sur la côté primaire	bar
$p_{s,moy}$	Pression moyenne du circuit sur la côté secondaire	bar
$C_{p,CAD}$	Capacité thermique massique du caloporteur dans le circuit secondaire (eau) évaluée à la température moyenne de l'échangeur	kJ/K/kg
$C_{p,ech}$	Capacité thermique massique du caloporteur dans le circuit primaire (eau et glycol) évaluée à la température moyenne de l'échangeur	kJ/K/kg
$C_{p,sol}$	Capacité thermique massique du caloporteur dans le circuit primaire (eau et glycol) à la température moyenne du champ solaire	kJ/K/kg
$rho_{CAD}$	Densité du liquide dans le circuit secondaire évaluée à la température moyenne de l'échangeur	kg/m <sup>3</sup>
$rho_{sol}$	Densité du liquide dans le circuit primaire évaluée à la température moyenne du champ solaire	kg/m <sup>3</sup>
$rho_{ech}$	Densité du liquide primaire évaluée à la température moyenne de l'échangeur	kg/m <sup>3</sup>
$Pow_{CAD}$	Puissance thermique délivrée au secondaire	kW
$Pow_{sol}$	Puissance thermique solaire récoltée	kW
$Pow_{sol,moy}$	Puissance moyenne solaire en service	kW
$Pow_{ech}$	Puissance thermique délivrée à l'échangeur sur le côté primaire	kW
$Pow_{IRR}$	Puissance solaire globale incidente	kW
$Pow_{DIF}$	Puissance solaire incidente (radiation diffuse)	kW
$Pow_{DIR}$	Puissance solaire incidente (radiation directe)	kW
$Pow_{el,sol}$	Puissance absorbée par les équipements sur le circuit primaire	kW
$Pow_{el,CAD}$	Puissance absorbée par les équipements sur le circuit secondaire	kW
$dt$	Intervalle d'échantillonnage	h
$h_{CAD}$	Heures d'injection d'énergie solaire dans le CAD	h
$h_{préch}$	Heures de préchauffage	h
$h_{sol}$	Heures de circulation solaire	h
$h_{theo}$	Heures d'ensoleillement ( $GI_{poa} < 50 \text{ W/m}^2$ )	h
$E_{GI,inc}$	Irradiation solaire globale sur le plan des capteurs	kWh
$E_{DIR,inc}$	Energie solaire directe incidente	kWh
$E_{DIF,inc}$	Energie solaire diffuse incidente	kWh



$E_{GHI,inc}$	<i>Irradiation solaire globale horizontale</i>	$kWh$
$E_{GI,inc,>200}$	<i>Irradiation solaire globale sur le plan des capteurs pour <math>GI_{poa} &gt; 200 \text{ W/m}^2</math></i>	$kWh$
$E_{GI,inc,<200}$	<i>Irradiation solaire globale sur le plan des capteurs pour <math>GI_{poa} &lt; 200 \text{ W/m}^2</math></i>	$kWh$
$E_{sol}$	<i>Chaleur solaire produite</i>	$kWh$
$E_{sol,inj}$	<i>Energie solaire transférée au fluide en service</i>	$kWh$
$E_{sol,prech}$	<i>Energie solaire transférée au fluide jusqu'à injection</i>	$kWh$
$E_{CAD}$	<i>Energie injectée au CAD</i>	$kWh$
$E_{el,sol}$	<i>Consommation électrique du circuit primaire</i>	$kWh$
$E_{el,CAD}$	<i>Consommation électrique du circuit secondaire</i>	$kWh$

Les données de mesure à disposition ont permis de calculer une série de grandeurs et propriétés physiques du circuit primaire et secondaire nécessaires au calcul des ICP et au suivi des performances de l'installation. Les détails de ces calculs préalables ont été inclus dans les annexes. En particulier, le calcul des ICP a impliqué la détermination des grandeurs suivantes :

- les propriétés thermodynamiques des fluides caloporteurs (voir Annexe I au point 11.1);
- la consommation électrique des équipements dans le circuit primaire et secondaire (voir Annexe II au point 11.2);
- les données météorologiques du site (température, humidité, force et direction du vent ; voir à l'Annexe III au point 11.3)
- la ressource solaire du site (voir Annexe III au point 11.3)

À partir de données enregistrées pour l'irradiance solaire, les grandeurs suivantes ont été dérivées :

- a) Irradiance directe incidente sur le plan des capteurs

$$DIR_{inc} = GI_{poa} - DIF_{inc} \text{, en } \text{W/m}^2$$

- b) Puissance et irradiation solaire globale, diffuse et directe incidente sur le plan des capteurs :

$$Pow_{IRR} = GI_{poa} * 400 * A_{MT4} \text{, en [W].}$$

$$E_{GI,inc} = Pow_{IRR} * dt \text{ ; en [Wh].}$$

$$Pow_{DIF} = DIF_{inc} * 400 * A_{MT4} \text{, en [W].}$$

$$E_{DIF,inc} = Pow_{DIF} * dt \text{ , en [Wh].}$$

$$Pow_{DIR} = DIR_{inc} * 400 * A_{MT4} \text{, en [W]}$$

$$E_{DIR,inc} = Pow_{DIR} * dt \text{ , en [Wh].}$$

- c) Puissance et irradiation solaire globale sur le plan horizontal

$$Pow_{GHI} = GHI * 400 * A_{MT4} \text{, en [W] ;}$$

$$E_{GHI} = Pow_{GHI} * dt \text{, en [Wh].}$$

### 3.2.2 Énergies et puissances

À partir des températures et débits mesurés sur le circuit primaire et secondaire, les puissances et les énergies échangées par les différents sous-circuits de la centrale (champ solaire, échangeur, CAD) ont été estimés selon les méthodes de calcul décrites ci-dessous.



### a) Energie et puissance solaire récoltée

La quantité d'énergie solaire récoltée par les collecteurs solaires thermiques de la centrale et transmise au fluide caloporteur, exprimée en [Wh], peut être calculée, sur un intervalle de temps  $dt$ , exprimé en [h], selon les formules suivantes :

$$Pow_{sol} = \frac{Debit_{sol} * \rho_{sol} * c_{p,sol} * (T_{p,a,sol} - T_{p,r,sol})}{3600}, \text{ en [W]}$$

$$E_{sol} = Pow_{sol} * dt, \text{ en [Wh]}$$

Pendant le fonctionnement de la centrale, à partir du début de la circulation au matin, nous pouvons distinguer une phase de préchauffage, pendant laquelle le fluide caloporteur est chauffé jusqu'à la température d'injection sur le CAD, et une phase « en service », pendant laquelle la chaleur solaire est injectée dans le CAD.

### b) Energie solaire de préchauffage jusqu'à l'injection

Les pompes du circuit solaire démarrent à partir d'une valeur-seuil d'irradiance incidente de 200 W/m<sup>2</sup>. Le fluide caloporteur, encore froid, est réchauffé par les collecteurs solaires thermiques jusqu'à la température d'injection sur le CAD, quand la vanne trois-voie est commutée en dérivation sur l'échangeur de chaleur solaire.

L'estimation de l'énergie de préchauffage est nécessaire pour le calcul de certains ICP et pour pouvoir tracer le diagramme de Sankey de la centrale. Elle est quantifiée pour chaque jour de fonctionnement selon la méthode suivante :

$$E_{sol,prechauf} = \begin{cases} E_{sol} \text{ si } Debit_{sol} > 0 \text{ ET } Debit_{ech} = 0 \\ 0 \text{ si } Debit_{ech} > 0 \\ 0 \text{ si } Debit_{sol} = 0 \end{cases}, \text{ en [Wh]}$$

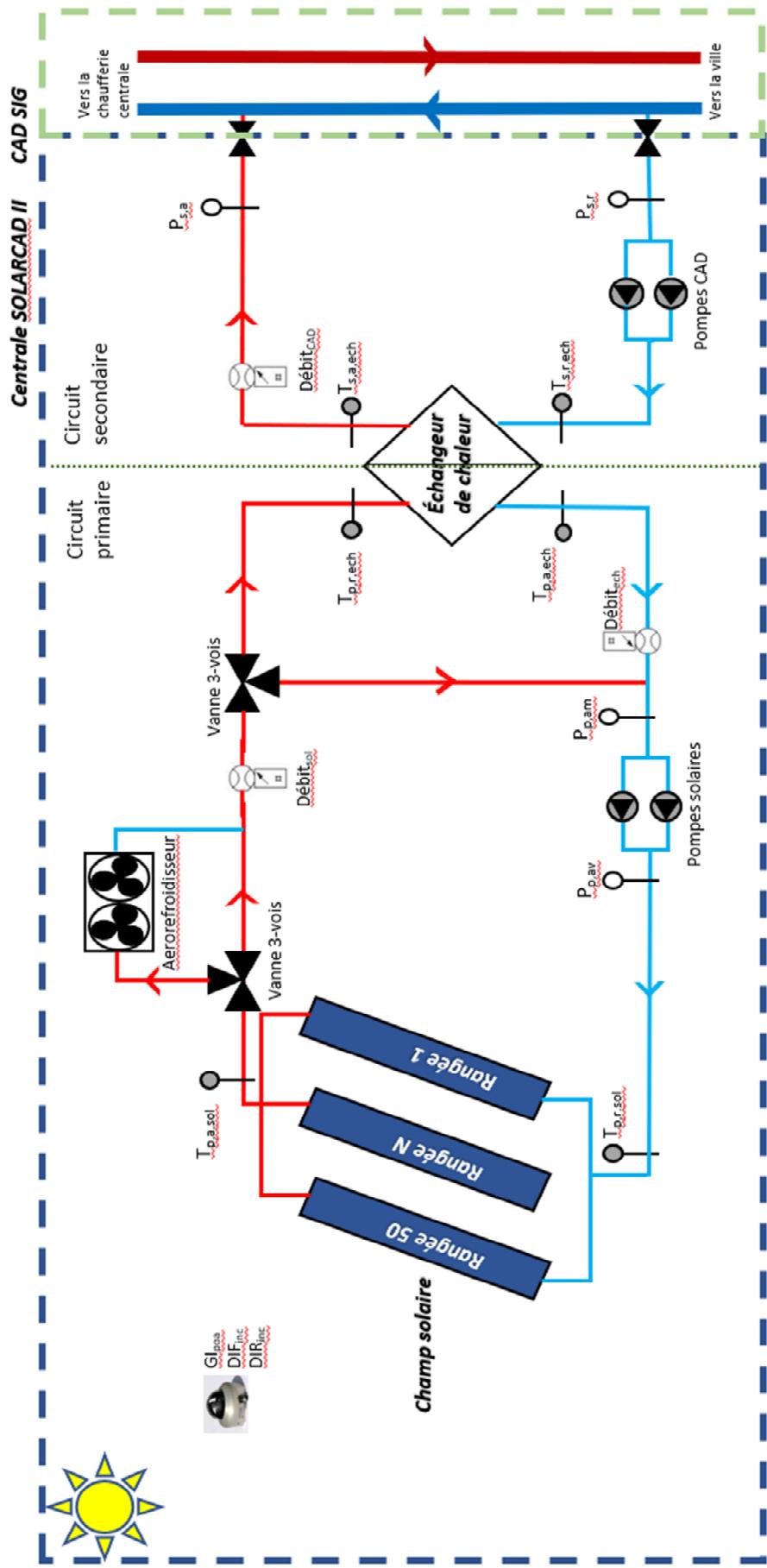


Figure 19: Schéma simplifié de l’ installation montrant la position du point de mesure et la nomenclature adoptée.



c) Energie solaire produite pendant l'injection

Suite à l'ouverture de la vanne trois voies, l'énergie solaire récoltée par les capteurs solaires est injectée sur le réseau CAD. L'énergie solaire produite pendant l'injection est calculée pour chaque jour de fonctionnement selon la méthode suivante :

$$E_{Sol,inj} = \begin{cases} E_{sol} & \text{si } Debit_{sol} > 0 \text{ ET } Debit_{ech} > 0 \\ 0 & \text{si } Debit_{ech} = 0 \\ 0 & \text{si } Debit_{sol} = 0 \end{cases}, \text{ en [Wh]}$$

d) Energie et puissance solaire transférée à l'échangeur

La chaleur solaire récoltée est transférée à travers l'échangeur solaire au CAD. Pour monitorer la performance d'échange de chaleur entre le champ solaire et le CAD, l'énergie transférée est mesurée sur le côté primaire (solaire) et secondaire (CAD) de l'échangeur.

L'énergie transférée à l'échangeur sur le côté primaire dans un intervalle  $dt$ , en [h], peut être calculée à partir des données de mesure de la manière suivante :

$$Pow_{ech} = \frac{Debit_{ech} * \rho_{ech} * c_{p,ech} * (T_{p,r,ech} - T_{p,a,ech})}{3600}, \text{ en [W]}$$
$$E_{ech} = Pow_{ech} * dt, \text{ en [Wh]}$$

e) Energie et puissance solaire injectée dans le CAD

L'énergie solaire injectée dans le CAD est mesurée par le compteur d'énergie installé sur le côté secondaire de l'échangeur pour permettre la facturation de l'énergie produite par la centrale, selon l'accord existant entre les SIG et TVP Solar SA.

Par conséquent, l'énergie injectée peut être calculée à partir des mesures des températures et du débit du circuit secondaire, ou directement dérivée par la mesure de l'énergie cumulée et calculée directement par le compteur :

$$Pow_{CAD} = \frac{Debit_{CAD} * \rho_{CAD} * c_{p,CAD} * (T_{s,a,ech} - T_{s,r,ech})}{3600}, \text{ en [W]}$$
$$E_{CAD} = Pow_{CAD} * dt, \text{ en [Wh]}$$

### 3.2.3 Les ICP techniques

Les ICP techniques sont des indicateurs calculés dans le but d'évaluer l'efficacité ou le rendement de l'installation. Ils permettent d'analyser la centrale d'un point de vue technique et de la comparer à une installation de référence ou aux résultats des calculs basés sur les standards de performance de la branche.

Le



Tableau 6 montre la liste et la dénomination des ICPs retenus pour ce rapport et qui seront calculés et présentés sur la base de la nomenclature décrite au chapitre 3.2.1.



Tableau 6 : Liste des indicateurs clés de performance techniques

Symbol	Description	Unité
$E_{sol,A}$	Productivité solaire rapportée à la surface totale de référence des collecteurs solaires thermiques	kWh/m <sup>2</sup> /an
$E_{sol,HT}$	Productivité solaire rapportée à la surface hors-tout du champ solaire	kWh/m <sup>2</sup> /an
$E_{CAD,A}$	Productivité de la centrale rapportée à la surface totale de référence des collecteurs solaires thermiques	kWh/m <sup>2</sup> /an
$E_{CAD,HT}$	Productivité de la centrale rapportée à la surface hors-tout du champ solaire	kWh/m <sup>2</sup> /an
$\eta_{tot}$	Rendement de la centrale	%
$\eta_{sol}$	Rendement du champ solaire	%
$E^*_{CAD,2021}$	Productivité normalisée de la centrale	MWh/an
$COP_{sol}$	Coefficient de performance du champ solaire	kWh <sub>th</sub> /kWh <sub>e</sub>
$COP_{tot}$	Coefficient de performance de la centrale	kWh <sub>th</sub> /kWh <sub>e</sub>
$A_{cen}$	Disponibilité de la centrale	%

a) Productivité du champ solaire par unité de surface

La productivité du champ solaire par unité de surface exprime la quantité d'énergie solaire récoltée et transmise au fluide caloporteur par les collecteurs solaires thermiques rapportée à une surface de référence. En effet, si d'une part il est usuel de rapporter la production solaire à la surface de référence totale des collecteurs solaires thermiques (400 fois la surface de référence d'un capteur, c.a.d. 784 m<sup>2</sup> en total), d'autre part, dans le cas du SOLARCADII, il est intéressant de la calculer aussi par rapport à la surface d'encombrement de la structure de support (1775 m<sup>2</sup>, y.c. les passages nécessaires pour l'exploitation).

La production d'énergie solaire rapportée à la surface totale de référence des 400 capteurs dont elle est composée est calculée à partir de l'énergie solaire récoltée, selon la formule suivante :

$$E_{sol,A} = \frac{E_{sol}}{400A_{MT4}}; \text{ en [Wh/m}^2\text{]}$$

La production du champ solaire rapportée à la surface hors-tout de la structure de support est, quant à elle, calculée selon l'expression suivante :

$$E_{sol,HT} = \frac{E_{sol}}{1775}; \text{ en [Wh/m}^2\text{]}$$

b) Productivité de la centrale par unité de surface

La chaleur solaire produite par la centrale SOLARCADII et la chaleur injectée sur le réseau CAD peuvent être rapportées à la surface de référence des collecteurs solaires thermiques et à la surface hors-tout du champ solaire, dans le but de dériver un ICP permettant la comparaison avec d'autres centrales de taille différente.

c) Valeurs de productivité normalisées

Les valeurs de production d'énergie thermique déclarées en phase d'étude ont été calculées pour une irradiation de référence  $E_{GHI,ref}$  de 1200 kWh/m<sup>2</sup>/an sur le plan horizontal. D'après les accords entre les Services Industriels de Genève et TVP Solar SA, les valeurs de production implémentées dans le



modèle d'affaire « à seuil » (Seuil<sub>inf,ref</sub> et Seuil<sub>sup,ref</sub> respectivement de 405 MWh/an et 516 MWh/an, voir 2.3.9) doivent être comparées aux valeurs de production normalisées sur l'irradiation mesurée sur le plan horizontal par Meteosuisse à Cointrin pour l'année en cours.

d) Mesure du rendement de la centrale

L'efficacité solaire de la centrale correspond à une mesure du rendement de production en fonction de la ressource solaire disponible sur le site d'installation. Il peut être définie, en effet, par le rapport entre l'énergie solaire incidente pendant un temps donné  $dt$  et la quantité d'énergie récupérée par le CAD dans le même temps.

$$\eta_{tot} = \frac{\sum Pow_{CAD} dt}{\sum Pow_{irr} dt}$$

Calculée pour une journée, un mois ou une année, l'énergie solaire incidente est évaluée sans prendre en compte l'irradiance seuil de fonctionnement, car cet ICP doit permettre d'étudier l'efficacité de transformation de la ressource, plutôt que la performance de la technologie.

e) Mesure du rendement du champ solaire

La mesure du rendement thermique du champ solaire doit permettre d'étudier la performance de la technologie. Cet indicateur s'apparente fortement au rendement de la centrale, mais son calcul prend en compte les contraintes opérationnelles, telles que l'irradiance seuil, pour caractériser l'efficacité du champ solaire, plutôt que de toute la centrale.

L'efficacité du champ solaire est ici définie par le rapport entre la quantité d'énergie récupérée par le circuit primaire et l'énergie solaire disponible pendant un temps donné.

$$\eta_{sol} = \frac{\sum Pow_{sol} dt}{\sum Pow_{irr} dt}$$

Cet ICP peut être calculé pour une journée, un mois ou une année et l'énergie solaire incidente est quantifiée par la fraction d'irradiation au-delà de l'irradiance seuil de fonctionnement ( $GI_{poa} > 200 \text{ W/m}^2$ ).

f) Disponibilité de la centrale

L'énergie solaire thermique est une énergie intermittente et l'objectif de cet indicateur est d'estimer le temps effectif où la centrale est disponible en tant que moyen de production d'énergie par rapport au maximum théorique, ici quantifié par les heures d'ensoleillement au-dessus d'une valeur d'irradiance incidente minimale ( $GI_{poa} > 50 \text{ W/m}^2$ ).

Ainsi, la disponibilité solaire correspond ici au rapport entre le temps de fonctionnement de la centrale en heure et le nombre d'heures d'ensoleillement.

Pour calculer cet indicateur, on utilise l'expression suivant :

$$A_{cen} = \frac{h_{CAD}}{h_{GI>50 \frac{W}{m^2}}} * 100, \text{ en [%].}$$

g) COP

Le coefficient de performance (COP) est ici défini comme le rapport entre l'énergie thermique obtenue en sortie de la centrale ou du champ solaire et l'énergie électrique dépensée pour l'obtenir. Ce type d'indicateur permet d'obtenir une grandeur qui peut être utilisée pour comparer le système en étude avec d'autres solutions technologiques qui peuvent obtenir le même effet (l'énergie thermique en sortie de la centrale) en utilisant de l'électricité (par exemple, une pompe à chaleur). Cet ICP n'est pas une expression de rendement thermodynamique, mais une grandeur communément utilisée entre professionnelles de la production de chaleur. Il permet, en outre, de comparer la performance hydraulique de centrales solaires thermiques. Un COP trop bas peut indiquer un dimensionnement hydraulique non-optimisé, caractérisé par des pertes de charge importantes dans le circuit.



### g.1) COP solaire

Le COP solaire est le rapport entre l'énergie thermique solaire récoltée et l'énergie électrique consommée par le champ solaire, en particulier par les pompes du circuit primaire qui constituent le principal consommateur de ce sous-système de la centrale (voir l'annexe sur les pompes 11.7.8) :

$$COP_{sol} = \frac{E_{sol}}{E_{el_{sol}}},$$

### g.2) COP de la centrale

Le COP de la centrale se définit comme le rapport entre l'énergie thermique injectée dans CAD et l'énergie consommée par la centrale dans son intégralité. Ceci implique de considérer la totalité de l'électricité consommée, en particulier par les pompes du primaire et du secondaire (voir l'annexe sur les pompes 11.7.8) :

$$COP_{tot} = \frac{E_{CAD}}{E_{el_{sol}} + E_{el_{CAD}}}$$

Dans le cas où ces données de consommation électrique manquent, la consommation électrique est estimée à travers les courbes de puissance absorbée données par les fabricants des pompes installées sur les circuits primaire et secondaire.

#### 3.2.4 Les ICP économiques

Les ICP économiques sont des indicateurs ayant pour but d'analyser la centrale sous le point de vue de la performance économique et de la caractériser en termes d'investissement et d'opportunité, pour permettre la comparaison avec d'autres installations de production d'énergie thermique adoptant ou non la technologie solaire.

Le Tableau 7 montre la liste et la dénomination des ICP économiques considérés pertinents pour ce rapport et qui seront par la suite calculés et présentés sur la base de la nomenclature décrite au paragraphe 3.2.1.

Tableau 7 : Liste des indicateurs clés de performance économiques.

Symbol	Description	Unité
LCOH	Coût actualisé de la chaleur ( <i>Levelized Cost Of Heat</i> )	CHF/kWh
ROI	Retour sur investissement ( <i>Return Over Investment</i> )	%
PP	Temps de retour sur investissement ( <i>Payback Period</i> )	an
PI	Indice de profitabilité ( <i>Profitability Index</i> )	

##### a) Coût actualisé de la chaleur (LCOH)

Le coût actualisé de la chaleur (traduit de l'anglais *Levelized Cost Of Heat*, or *LCOH*) est calculé à partir de la productivité thermique annuelle et des dépenses d'exploitation de la centrale, y compris les éventuelles dépenses de financement et coût de capital propre, actualisés au moment de l'investissement. Il correspond au prix moyen de vente du kWh pendant la vie de l'installation nécessaire à obtenir un taux de rentabilité interne du projet égal au taux d'actualisation considéré.

Cet indicateur est calculé selon la formulation suivant :

$$VAN_{tot} [\text{CHF}] = Ci + \sum_{t=1}^n \frac{Cm}{(1+e)^t} - Vr;$$

$$LCOH [\text{CHF/MWh}] = \frac{VAN_{tot}}{E*Fact};$$

$$Fact = \frac{(1-(1+e)^t)}{e};$$

où :

- $VAN_{tot}$  est la Valeur Actuelle Nette totale, en [CHF];



- $C_i$  est le coût d'investissement initial, en [CHF];
- $C_m$  est le coût annuel dû aux dépenses de maintenance et d'exploitation, en [CHF/an];
- $Fact$  est le Facteur d'actualisation ;
- $V_r$  est la valeur résiduelle de l'installation en fin de vie, en [CHF];
- $E$  est l'énergie moyenne produite par an en prenant en compte la dégradation, en [MWh/an];
- $e$  est le taux d'actualisation
- $t$  est la durée de vie de l'installation, en [an].

b) Retour sur investissement (ROI)

Le Retour sur Investissement (traduit de l'anglais *Return Over Investment*, or *ROI*) est un indicateur adopté pour calculer la rentabilité de l'investissement. Il est calculé comme ratio entre le bénéfice et les coûts d'un investissement.

Pour calculer cet indicateur, il est donc nécessaire de préciser un modèle d'affaire permettant le calcul du prix de vente du kWh. Pour le SOLARCADII, le prix de vente moyen du kWh des deux réseaux CAD de Genève (le CADSIG et CADIOM) a été pris comme référence et un coût typique de livraison de la chaleur a été retranché au prix de vente.

Le calcul de cet ICP suit la formulation suivante :

$$ROI [\%] = \frac{(GI - VAN_{tot})}{VAN_{tot}} \times 100;$$

$$GI [CHF] = PVA \times E \times t \times Fact;$$

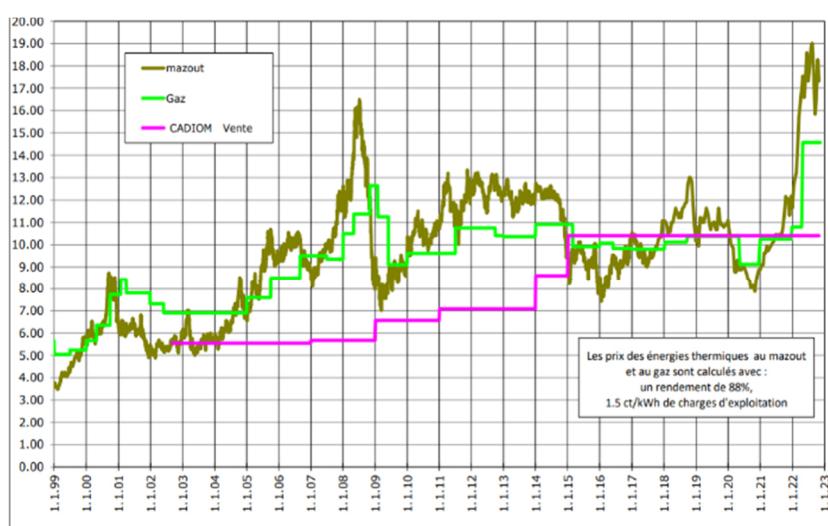
où :

- $GI$  est le gain de l'investissement sur sa durée totale, en [CHF];
- $PVA$  est le prix de vente du kWh actuel, en [CHF];

Le prix de vente moyen de la chaleur sur  $t$  ans est calculé de la façon suivante :

$$- \overline{PVA} [CHF/MWh] = (PVA \times \frac{(1 - (1+i)^t)}{1 - (1+i)})/t;$$

Où  $i$  est le taux d'augmentation annuelle du coût de la chaleur. Pour référence, le prix de vente actuel de la chaleur des CAD de Genève est en moyenne de 13 ctCHF/kWh (voir Figure 20).





c) Temps de retour sur investissement

Le Temps de Retour sur Investissement (traduit de l'anglais *Payback Period*, ou *PP*) correspond au temps nécessaire pour que les revenus générés par la vente de la chaleur solaire remboursent l'investissement initial. Ce temps doit nécessairement être inférieur à la durée de vie de l'installation en l'absence d'une valeur résiduelle en fin de projet. Il est calculé comme suit :

$$PP [an] = \frac{Ci}{\overline{CF}} ;$$

Où  $Ci$  correspond aux coûts d'investissement initial et  $\overline{CF}$  est le flux de trésorerie annuel moyen.

d) Indice de profitabilité

L'Indice de Profitabilité (traduit de l'anglais *Profitability index*, ou *PI*) est un indicateur mettant en rapport la valeur créée avec le montant de l'investissement. Il est calculé comme le ratio entre l'ensemble des flux de trésorerie actualisés et le montant de l'investissement initial. Cet indicateur permet de définir le gain récupéré pour chaque unité monétaire investi :

$$PI = \frac{GI}{VAN_{tot}} * 100, \text{ en [%]}$$

e) Données d'entrée pour l'analyse économique

Pour le calcul des ICP économiques, il est nécessaire de disposer des données d'entrée dérivées des mesures de suivi de l'installation, et faire des assumptions sur les conditions économiques prévalentes. Le Tableau 8 montre les valeurs utilisées comme données d'entrée principale pour l'analyse économique du projet SOLARCADII.

Tableau 8 : récapitulatif des données d'entrées définis suivant les données reçues de partenaires du projet et les résultats de la campagne de suivi de performance

COP	Productivité annuelle à l'année 0	Investissement initial	Durée de vie	Maintenance Annuelle à l'année 0
37,5	535 MWh	1'256'400 CHF	25 ans	1% de l'investissement initial

- L'investissement initial a été calculé en retranchant le coût de l'infrastructure métallique (caillebotis) de l'investissement initial total du projet. En effet, la structure métallique a été aménagée spécifiquement pour pouvoir réaliser des visites par le grand public en toute sécurité. Ces aménagements ne sont pas nécessaires au bon fonctionnement de l'installation.
- Le taux d'actualisation réel permet d'actualiser le cash-flow année après année. Il est influencé par le Weighted Average Cost of Capital (WACC) qui est lui-même influencé par les fonds propres mis en jeu ou encore par le taux d'intérêt moyen sur le capital emprunté. Le taux d'actualisation défini dans ce projet est de 3%, repris depuis un étude spécialisé mené par le SPF pour l'Office Fédéral de l'Energie (OFEN) [4].
- Le taux de dégradation est utilisé pour décrire une baisse de la puissance nominale des collecteurs solaires dans le temps. A l'heure actuelle, il semble qu'aucune étude n'ait été réalisée pour caractériser la dégradation des performances des capteurs solaires thermiques au cours du temps. Les seules études concernent le photovoltaïque qui montrent qu'en moyenne, la productivité spécifique diminue de 10 % sur la durée de vie des installations [15]. Ceci correspond à une baisse annuelle de la productivité spécifique de 0,4 %. A défaut de documentation sur le sujet et n'ayant aucun recul sur la dégradation des performances des capteurs solaires de TVP SOLAR au cours du temps, la valeur définie comme taux de dégradation annuel sera de 0,4 %. Une analyse de sensibilité a été réalisée sur ce paramètre afin de quantifier son impact sur les performances financières de l'investissement.
- Des subventions sont accordées par les Cantons, la Confédération ou encore les communes pour les projets de réseaux de chaleur qui intègrent des énergies renouvelables. Cependant, il n'existe à l'heure actuelle aucun schéma de subvention standard pour la chaleur solaire pour les



CAD ni pour les applications industrielles à grande échelle. Le seul schéma de subvention pour les installations solaires thermiques a été développé pour supporter l'utilisation de la chaleur solaire pour des applications domestiques (production d'eau chaude sanitaire et chauffage des bâtiments). Ce modèle de subvention baptisé « modèle harmonisé d'encouragement des cantons (ModEnHa)<sup>6</sup> » attribue une contribution de base de CHF 1200.– + CHF 500. –/kW. Cela représente une contribution de l'ordre de 20% de l'investissement initial. Pour la production de chaleur dans les processus industriel un mécanisme de soutien sera mis en place en 2025 (future art 34a al1 let e de la loi sur le CO2 (RS 641.71). Ce soutien ne concerne toutefois pas la production de chaleur pour les CAD.

- Pour effectuer des comparaisons avec différents coûts de chaleur et pour actualiser le coût de l'énergie, un taux d'inflation de l'énergie a aussi été défini. La Figure 20 montre les variations du prix des énergies thermiques dans le canton de Genève pour les 20 dernières années. Cette figure illustre l'importante volatilité des prix des énergies sur cette période en particulier pour le mazout. Le prix de la chaleur du réseau thermique CADIOM a quant à lui doublé en plus de 20 ans. Cela représente une augmentation annuelle moyenne de 3%. Cette valeur sera retenue dans l'analyse financière.
- La dernière hypothèse concerne le coût de distribution de la chaleur afin de calculer les bénéfices lors des calculs sur le modèle économique. Selon la littérature à disposition, le coût de distribution de la chaleur en Suisse par des réseaux thermiques ayant une bonne densité de demande linéaire (exprimé en MWh/m/an) est de l'ordre de 1.5 CHF/MWh [16]. Ce chiffre dépend fortement de la densité de demande linéaire, des investissements réalisés pour le développement du réseau ainsi que du coût de l'électricité (électricité pour les pompes de circulation).

L'ensemble de ces données sont récapitulées dans le Tableau 9.

Tableau 9 : Récapitulatif des données d'entrées définis à partir des revues de la littérature et des pratiques dans le secteur de l'énergie thermique

Taux d'actualisation	Taux d'augmentation annuel de l'énergie	Taux de subvention	Coût de distribution de la chaleur	Taux de dégradation
3%	3%	20%	1,5 CHF/MWh	0,4%/an

### 3.3 Ecobilan de la chaleur solaire fournie par la centrale SOLARCADII

#### 3.3.1 Objectif général

L'objectif général de l'étude est d'évaluer l'impact environnemental de la chaleur solaire injectée par la nouvelle centrale SOLARCADII dans le réseau de chauffage à distance CADSIG des SIG. Cette centrale comporte un champ de panneaux solaires thermiques basés sur une technologie sous vide, les capteurs *MT Power* développés par l'entreprise TVP Solar SA.

Les résultats de cette étude fourniront au partenaire industriel (SIG) des informations chiffrées sur l'empreinte carbone (c.à.d., les émissions de gaz à effet de serre) d'un kWh de chaleur solaire injectée dans le CAD. Cette évaluation permettra de positionner l'impact environnemental de cette chaleur d'origine renouvelable en comparaison d'autres technologies de production de chaleur urbaine (p.ex. gaz, UIOM, bois...). À l'heure actuelle il n'existe pas de données d'impact environnemental représentative du couplage solaire thermique et réseau CAD en Suisse.

Tableau 10: Impacts des différentes technologies de production de chaleur pour un kWh de chaleur issue d'un réseau de CAD en Suisse

<sup>6</sup> Programme bâtiments 2018 sur les conditions et montants des subventions accordées



Technologies de production de CAD en Suisse Energie finale	Emission de gaz à effet de serre [kgCO <sub>2</sub> eq/KWh]
Centrale nucléaire	0,003
Centrale de chauffage, pétrole	0,402
Centrale de chauffage, gaz	0,302
Centrale de chauffage, bois	0,025
Centrale à cogénération, bois	0,022
Centrale de chauffage, géothermie	0,02
Incineration des ordures ménagères	0,003
Centrale à cogénération, diesel	0,131
Centrale à cogénération, gaz	0,106
Centrale à cogénération, biogaz	0,061
Installation solaire thermique couplée à un réseau CAD	Pas de valeur actuellement
Chauffage à distance de l'incinération des ordures, moyenne réseaux CH	0,067
Chauffage à distance, moyenne réseaux CH	0,0108

Tableau 10 le potentiel de réchauffement global (en kg de CO<sub>2</sub> équivalent) d'un kWh de chaleur issue d'un CAD pour différentes technologies de production de chaleur en Suisse – Les données sont tirées de la base de données des écobilans dans la construction (édition 2009/1:2016) éditée par la *Conférence de coordination des services de la construction et des immeubles des maîtres d'ouvrage publics (KBOB)*, [17]. Parmi ces valeurs, celui de référence pour la chaleur solaire injectée dans un CAD en Suisse est absent à cause du très faible nombre d'installations solaires thermiques connectées à un CAD en Suisse. Il est donc important de quantifier une valeur d'émissions de gaz à effet de serre pour le SOLARCADII.

### 3.3.2 Objectif de l'écobilan

L'objectif est d'évaluer l'impact environnemental d'un kWh de chaleur solaire injectée par le champ solaire SOLARCADII dans le réseau CADSIG. Le résultat sera comparé aux impacts environnementaux d'un kWh de chaleur injecté sur un réseau CAD pour d'autres technologies de production de chaleur, et d'un kWh de chaleur consommé sur un réseau CAD Suisse moyen.

L'écobilan est basé sur une analyse de cycle de vie environnementale standard selon la norme SN EN 15804 A2:2019 [18] et a été mené en conformité avec les normes ISO 14040 [19] et ISO 14044 [20].

Le champ de l'étude comporte le cycle de vie complet du système de production de chaleur SOLARCADII, du berceau à la tombe. Selon l'unité fonctionnelle considérée, le raccordement de la centrale au réseau de CAD est inclus dans le champ de l'étude.

#### a) Définition de l'unité fonctionnelle (UF)

La définition d'une unité fonctionnelle est nécessaire pour exprimer le service rendu par l'installation, et pour quantifier les résultats par rapport à ce service. L'UF a pour but de fournir une référence par rapport à laquelle les intrants et les sortants sont définis et normalisés, ceci afin d'assurer la comparabilité des résultats sur une base commune. Dans le cadre de cette étude, l'UF a été définie de la manière suivante : «1 kWh de chaleur fournie par la centrale solaire SOLARCADII au réseau de chauffage à distance CADSIG ». Cette unité fonctionnelle pourrait être généralisée à tout type de



centrale solaire alimentant un réseau de chauffage à distance comme suit : « *1 kWh de chaleur solaire injectée dans un réseau de chauffage à distance* ». L'unité fonctionnelle et l'écobilan se base sur une durée de vie de l'infrastructure de production d'énergie (i.e., la centrale solaire SOLARCADII) estimée à 25 ans dans le scénario de base.

b) Frontières du système

La présente étude d'écobilan couvre l'ensemble des parties de la centrale SOLARCADII composé par le champ solaire, le circuit primaire, l'échangeur de chaleur et le circuit secondaire connectant la centrale au CADSIG (voir synoptique en Figure 19). Le Tableau 11 donne une liste des principaux éléments pour chaque catégorie.



Tableau 11: Liste de composants de la centrale solaire SOLARCADII

Catégorie	Elément
1 Structure	Grilles du sol « Caillebotis »
2 Capteurs solaires	Capteurs MT Power
3	Supports des capteurs
4 Circuit primaire	Tuyaux d'acier inox (avec soudure)
5	Tuyaux flexibles
6	Matériaux Isolants
7	Couverture de l'isolation
8	Supports pour tuyauterie
9	Pompes du circ. primaire
10	Vannes du circ. primaire
11	Propylène Glycol
12	Cuves de Stockage de fluide caloporteur
13	Aero-refroidisseur
14	Vase d'expansion
15 Circuit secondaire	Tuyaux d'acier au carbone (sans soudure)
16	Matériaux Isolants
17	Couverture de l'isolation
18	Vannes du circ. secondaire
19 Échangeur	Échangeur de Chaleur entre circuits primaire et secondaire

Pour chacun des éléments, l'écobilan est calculé pour les différentes étapes du cycle de vie depuis l'extraction des matières premières et la fabrication des composants des panneaux et des réseaux primaires et secondaires jusqu'à leur acheminement et montage sur le site des SIG à Genève et leur démantèlement et élimination ultérieurs (étape de fin de vie). L'étape du fonctionnement de la centrale regroupant notamment les activités de maintenance, de consommation électrique des pompes est aussi prise en compte.

Le découpage des étapes du cycle de vie est repris du cadre conventionnel de la norme SN EN 15804+A2:2019 avec une approche par modules [18]. Même si cette norme est orientée plutôt pour des ouvrages de construction, cette organisation modulaire permet d'avoir une identification claire de l'information et de calculer les impacts pour chacune des étapes conventionnelles de cette norme.



L'écobilan intègre également la phase de fin de vie où un scénario représentatif d'élimination et/ou valorisation des déchets de construction standard pour la Suisse a été adopté.

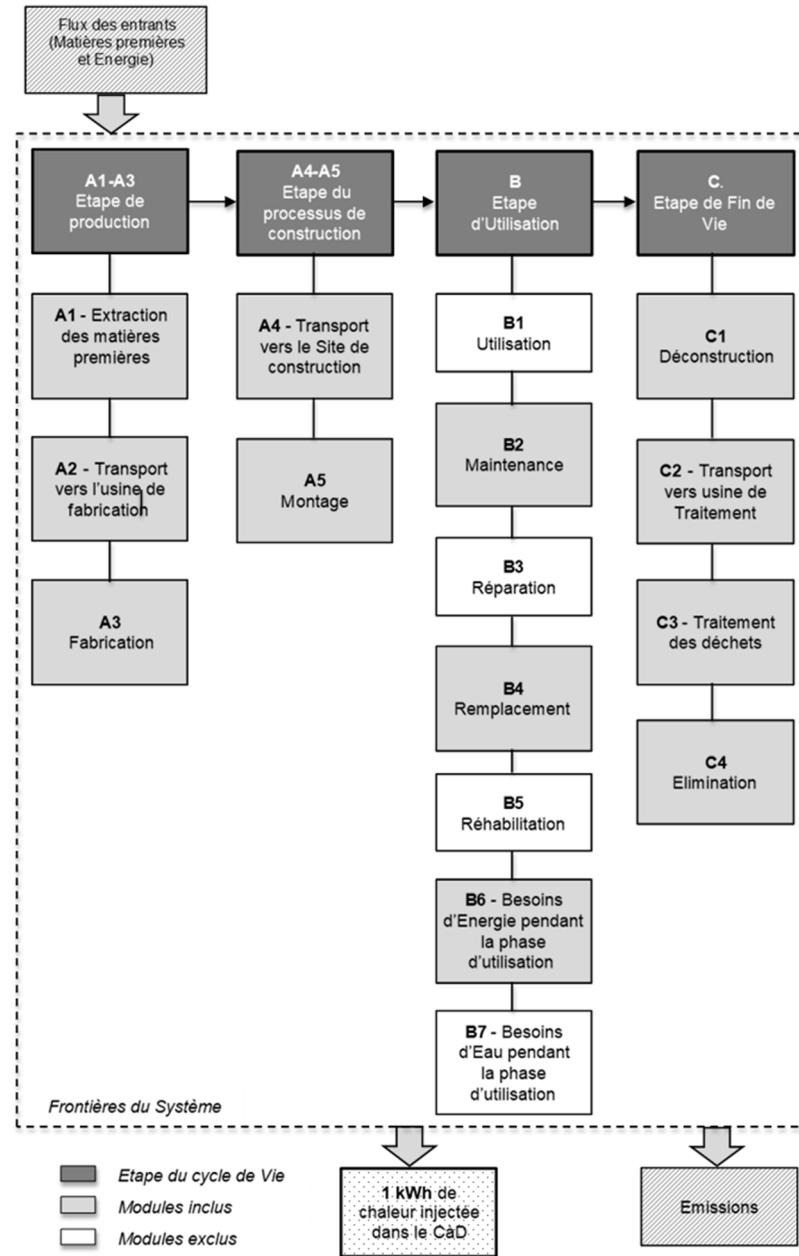


Figure 21 : Schéma de décomposition des étapes du cycle de vie par module

La Figure 21 montre ce découpage par étape de cycle de vie selon SN EN 15804+A2:2019 [18].

### 3.3.3 Description des processus pris en compte dans chaque étape

Pour chaque étape du cycle de vie, les différents entrants matière, énergie et sortants (émissions dans l'air, eau, sol et déchets) sont quantités pour les différentes parties et éléments de la centrale SOLARCADII. Ils sont détaillés par module selon la norme SN EN 15804+A2:2019.

- A1 – Approvisionnement en matières premières

Ce module comprend l'extraction des matières premières et les transformations nécessaires pour la production de matériaux utilisés pour la fabrication de chaque composant (panneaux, tuyaux, isolation, supports, pompes, etc.). Les processus sont inclus jusqu'à l'acheminement des matériaux vers le site de fabrication.



- A2 – Transport vers le site de fabrication

Dans ce module, le transport des matières premières et matériaux vers le(s) site(s) de fabrication (de chaque composant de la centrale) est considéré. Par exemple, le transport des matériaux nécessaires pour la fabrication des capteurs, ou le transport des matériaux pour la fabrication des pompes.

- A3 - Fabrication :

Ce module prend en compte les différents entrants (matériaux et énergie) nécessaires pour la mise en œuvre des processus de fabrication de chaque composant de la centrale. Les transports internes et manutention au sein de l'atelier de l'entreprise sont aussi considérées.

- A4 – Transport vers le site de montage de la centrale :

Ce module prend en compte le transport de chaque composant de l'installation solaire (déjà fabriquée) vers le site de mise en œuvre de la centrale (site du Lignon GE, Suisse).

- A5 – Montage et mise en œuvre de la centrale :

Dans ce module l'énergie nécessaire pour la mise en place du champ solaire est considérée. Pour la centrale SOLARCADII, il s'agit notamment de l'énergie électrique liée à l'utilisation d'une grue et d'un chariot élévateur. Pour le reste, l'assemblage sur site de tous les composants a été fait manuellement (mise en place des supports de capteurs, montage des panneaux, implantation du réseau hydraulique et raccordement de tuyaux, installation de l'isolation, montage des pompes, vannes, stockages, etc.).

- B2 – Maintenance :

Ce module contient les activités de maintenance pendant la phase d'exploitation de la centrale sur sa durée de vie (25 ans). En général, les capteurs solaires thermiques ne nécessitent aucun entretien. Aucun remplacement de composants (capteurs solaires thermiques ou autres éléments du circuit primaire ou secondaire) n'est considéré dans le scénario de base pendant la durée d'exploitation de la centrale (25 ans)<sup>5</sup>.

- B4 – Remplacement :

Un remplacement de l'eau glycolée tous les 10 ans est considérée pour le cas de référence (c'est-à-dire 2 fois au cours de la durée de vie de la centrale).

- B6 – Besoins d'énergie :

L'énergie utilisée pour assurer l'exploitation de la centrale est considérée dans ce module. Il s'agit de l'électricité consommée annuellement sur les 25 ans, dont la majeure partie est l'énergie nécessaire pour faire tourner les pompes de circulation.

- C1 – Déconstruction :

Ce module prend en compte l'énergie estimée pour le démontage de la centrale.

- C2 – Transport vers centre de tri et/ou usine de traitement des déchets :

Ce module prend en compte des impacts liés au transport des déchets jusqu'aux usines de traitement.

- C3 – Traitement (en vue d'une valorisation) :

Ce module prend en compte les impacts de la valorisation matière (recyclage) et énergétique (incinération avec valorisation énergétique) pour les composants de la centrale dont les collecteurs solaires thermiques. Les hypothèses prises en compte pour ce module C3 sont développées dans le point 3.3.8

- C4 – Elimination :

Ce module prend en compte les impacts d'élimination en décharge pour les composants de la centrale dont les collecteurs solaires thermiques. Les hypothèses prises en compte pour ce module C4 sont développées dans le point 3.3.8.

#### 3.3.4 Modules et processus exclus

Les processus suivants ont été considérés à l'extérieur des frontières de cette étude et leurs impacts ne sont pas pris en compte :



- L'impact de fabrication de la structure métallique sur laquelle le champ solaire est posé<sup>6</sup>, puisqu'il s'agit de la réutilisation d'une structure préexistante. Cependant, les machines utilisées lors des tâches d'adaptation de la structure pour le montage du champ solaire seront effectivement considérées comme cela a été déjà indiqué.
- Les emballages de fabrication des matières premières et les emballages et conditionnement des composants et des panneaux solaires thermiques de la centrale.
- Les impacts de relargage de substances dans l'eau et le sol pendant le fonctionnement de la centrale (module B1- Utilisation), de réparation de panneaux cassés ou dysfonctionnant (module B3 - Réparation), de rénovation (module B5 - Rénovation).
- Le transport des employés pour toutes les phases (Fabrication, mise en œuvre, exploitation et déconstruction) en accord avec le complément national Suisse de la norme NF EN 1508/CN, sont aussi exclus des frontières du système étudié.
- L'instrumentation installée dans le système (capteurs, sondes, débitmètres, etc.)

Comme évoqué plus haut, le module B4 (Remplacement) sera seulement considéré dans une variante au scénario de base.

### 3.3.5 Critères de coupure

Par principe, l'ensemble des données de premier plan (i.e., masse des composants de l'installation, énergie consommée etc.) permettant de modéliser la centrale SOLARCADII ont été pris en compte dans l'écobilan. Cependant, certains composants dont la masse représente moins de 1% du total de la masse des composants de l'installation, et qui ne sont pas forcément pertinents pour l'unité fonctionnelle étudiée, ont été négligés. Il s'agit des éléments suivants :

- Instrumentation (capteurs, débitmètres, sondes de température, etc.)
- Armoires électriques
- Les câbles de connexion électrique
- La visserie

De même, le conditionnement des composants de la centrale et des matières premières des capteurs solaires thermiques n'ont pas été pris en compte. Ils représentent une très faible part de la masse des composants de la centrale et les informations sur ces conditionnements ne sont pas disponibles.

### 3.3.6 Choix des indicateurs environnementaux

Les catégories et indicateurs d'impacts environnementaux retenus s'appuient sur la recommandation KBOB 2009/1:2022 [17]. Il s'agit des catégories, méthodes de caractérisation et indicateurs décrits ci-dessous.

#### a) Potentiel de réchauffement climatique

L'effet de serre évalue les effets cumulés de différents gaz à effet de serre relativement à la substance principale qu'est le CO<sub>2</sub>. L'effet de serre est quantifié sur la base du potentiel de réchauffement évoqué dans le cinquième rapport d'évaluation (2013) du GIEC. La méthode de caractérisation utilisée est « *IPCC 2013 GWP 100a Aviation* » dont l'indicateur est exprimé en [kg de CO<sub>2</sub> équivalent]

*L'énergie primaire se compose de l'énergie primaire renouvelable et de l'énergie primaire non renouvelable. Les deux composantes sont évaluées séparément mais peuvent aussi être sommées.*

#### b) Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (ou énergie grise)

L'énergie primaire non-renouvelable (ou énergie grise) indique l'énergie cumulée de la consommation énergétique fossile et nucléaire ainsi que le bois issu du déboisement de forêts primaires. Cette valeur permet d'évaluer l'énergie grise selon le cahier technique SIA 2032 « *L'énergie grise - Établissement du bilan écologique pour la construction de bâtiments* » et le cahier technique SIA 2040 « *La voie pour l'efficacité énergétique* ». La méthode de caractérisation utilisée est la méthode « *Cumulative Energy Demand (CED), non-renewable* » dont l'indicateur peut être exprimé en [kWh<sub>oil-eq</sub>]. Dans la suite de ce rapport, cet indicateur sera noté en [kWh].



c) Consommation d'énergie primaire renouvelable

L'énergie primaire renouvelable indique l'énergie cumulée des sources renouvelables. Les sources d'énergie renouvelables comprennent la force hydraulique, le bois/la biomasse (sans déboisement de forêts primaires), l'énergie solaire, éolienne et géothermique ainsi que la chaleur ambiante. La méthode de caractérisation utilisée est « *Cumulative Energy Demand (CED), renewable* » dont l'indicateur peut être exprimé en [kWh<sub>oil-eq</sub>]. Dans la suite de ce rapport, cet indicateur sera noté en [kWh].

d) Ecopoints (indicateur Endpoint)

Les Ecopoints 2021 (UBP'21) quantifient les charges environnementales résultant de l'utilisation des ressources matérielles et énergétiques, de la terre et de l'eau douce, des émissions dans l'air, l'eau et le sol, du dépôt de résidus découlant du traitement des déchets ainsi que du bruit de la circulation. Ainsi, les répercussions sur l'environnement des évaluations précédentes « potentiel de réchauffement climatique » et « consommation d'énergie primaire » sont prises en compte dans l'évaluation globale UBP. La méthode fournit une récapitulation complète des répercussions sur l'environnement et se fonde sur la politique environnementale suisse. La méthode est aussi appelée « Ecological Scarcity 2021 Total » et l'indicateur est exprimé en « points » [UBP].

Le Tableau 12 montre un résumé des impacts par catégorie ainsi que ses unités.



Tableau 12: Catégories d'impacts retenues pour l'écobilan de SOLARCADII

Catégorie d'impact	Méthode de caractérisation	Unité
<b>Potentiel de réchauffement climatique</b>	IPCC 2013, GWP 100a, aviation	kg CO2 eq.
<b>Consommation d'énergie primaire</b>	<i>CED, Total</i>	<i>kWh</i>
<b>Consommation d'énergie primaire non-renouvelable (énergie grise)</b>	CED, Non renewable Non renewable, fossil Non-renewable, nuclear Non-renewable, biomass	kWh kWh kWh kWh
<b>Consommation d'énergie primaire renouvelable</b>	CED, Renewable Renewable, biomass Renewable, wind, solar, geothermal Renewable, water	kWh kWh kWh kWh
<b>Ecopoints 2021</b>	Ecological Scarcity 2021 Mineral resources Land use Global warming Heavy metals into air Water pollutants POP into water Heavy metals into water Pesticides into soil Heavy metals into soil Radioactive substances into air Radioactive substances into water Noise Waste, non radioactive Radioactive waste to deposit Biotic Resources	UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP UBP

### 3.3.7 Durée de vie de l'installation

Une durée de vie de l'installation de 25 ans est considérée pour le scénario de base. Cette période correspond à la durée de vie moyenne actuellement déclarée par les fabricants des capteurs solaires thermiques et photovoltaïques [2].

### 3.3.8 Scénarios de traitement et d'élimination des déchets

La phase d'élimination de la centrale SOLARCADII comprend plusieurs processus. Elle est prise en compte afin de tenir compte au côté des impacts de fabrication des composants de la centrale, des impacts de démantèlement futur sur la base des scénarios actuels de traitements et d'élimination des matériaux.



La première étape est le démantèlement de la centrale solaire (module C1 « déconstruction » selon SN EN 15804+A2), suivi par le transport (module C2) et le tri des déchets dans des centres de traitement avec recyclage d'une partie des matériaux (module C3) et enfin l'élimination finale des autres matériaux dans une décharge ou dans une usine d'incinération (module C4).

Pour la modélisation de l'impact de l'élimination en fin de vie (modules C1-C4) selon la norme SN EN 15804+A2, les scénarios standards Suisses d'élimination des matériaux de construction, ont été repris de la recommandation KBOB 2009/1:2022. Il s'agit de données secondaires qui représentent des scénarios moyens d'élimination et/ou recyclage selon le type de matériau en Suisse. Par exemple, les métaux sont actuellement recyclés à 98% en Suisse et ne sont que peu mis en décharge.

Comme une grande partie des éléments de la centrale sont des composants métalliques (tuyaux, supports, cadre métallique...), ils n'auront pas ou peu d'impact de traitement selon ces scénarios actuels.

### 3.3.9 Démarche itérative d'écobilan de la centrale SolarCAD & identification des paramètres influents

Dès le début de l'étude d'écobilan, la stratégie de modélisation de la centrale SOLARCADII a été de se concentrer sur l'identification des paramètres les plus influents sur les résultats à l'aide d'une modélisation « en ordre de grandeur » de chacun des composants et étapes de cycle de vie.

#### a) Principe :

Le modèle d'écobilan a donc été établi avec un premier jeu de paramètres et le cas échéant d'estimation afin de réaliser des analyses de contributions et des analyses de sensibilité selon une démarche itérative, comme montré en Figure 22.

L'analyse de contributions permet d'étudier la contribution des étapes du cycle de vie et des processus associés aux résultats des indicateurs environnementaux définis au 3.3.6, tandis que l'analyse de sensibilité consiste à identifier les paramètres et processus pour lesquels une variation est très influente sur les résultats. Pour cela, en l'absence d'information précise sur le paramètre en question, il s'agit de faire varier le paramètre selon une plage définie à dire d'expert et vérifier, paramètre par paramètre, l'influence que cette variation a sur l'indicateur environnemental. A défaut d'information experte sur un paramètre, il est également possible d'analyser la littérature pour évaluer pour des technologies similaires ou considérées comme telles, les paramètres influents déjà identifiés.

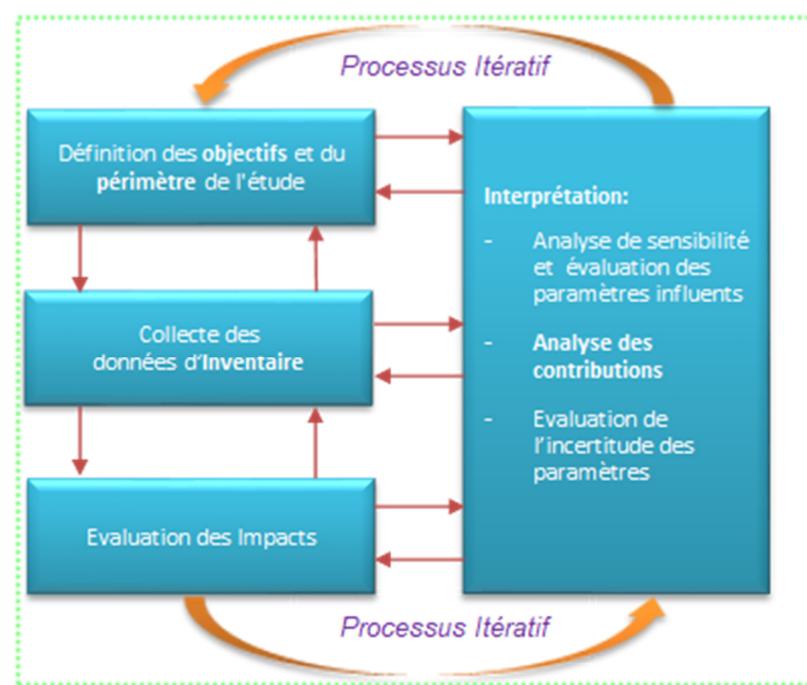


Figure 22: Schéma de la démarche suivie pour le développement de l'écobilan



## b) Mise en œuvre

L'identification des paramètres influents a été essentiellement réalisée par analogie avec des études précédentes dans le domaine des systèmes solaires (principalement PV).

La qualité de données dépend de sa correspondance temporelle, géographique, méthodologique et technologique avec le cas d'étude.

Les données primaires utilisées pour la modélisation des processus, ont été tirées de différentes sources. En parallèle, l'approche itérative associée à l'analyse de contribution et de sensibilité a permis d'identifier les paramètres les plus influents et, en conséquence, de réaliser une collecte de données plus efficace.

Les données secondaires utilisées pour la modélisation des processus, prises de la base de données UVEK 2021, sont les plus adaptées et actualisées en termes de représentativité temporelle, géographique et technologique pour la Suisse.

## c) Logiciel, méthode d'évaluation et bases de données

Le logiciel choisi pour modéliser le cas d'étude est Simapro v9.1.0.11. La méthode de calcul des impacts environnementaux s'appuie sur la recommandation KBOB 2009/1:2022 implémentée dans le logiciel Simapro. Les catégories d'impacts retenues sont indiquées dans le champ de l'étude au 3.3.6.

L'évaluation des impacts de cycle de vie est calculée en multipliant les inventaires de cycle de vie collectés par les facteurs de caractérisation pour les indicateurs environnementaux retenus. La méthodologie ACV considère en effet des relations linéaires entre les flux de consommations ou d'émissions de polluants et les impacts associées.

De façon simplifiée, le modèle mathématique de calcul peut être exprimé selon :

$$I_{Central} = \frac{\sum m_i I_i + \sum kWh_{utilisation} I_{kW.h}}{Prod_{Annuelle} \times DDV}$$

Où,

- $I_{Central}$  : Impact du indicateur retenu de la centrale
- $m_i$ : masse du i ème matériau
- $I_i$ : Coeficent d'impact du ième matériau
- $kWh_{utilisation}$  : Énergie utilisée pendant la phase d'utilisation
- $I_{kW.h}$ : Coefficient d' impact du mix électrique utilisé
- $Prod_{Annuelle}$ : valeur de production annuelle de chaleur
- $DDV$ : Duree de vie de la centrale

La base de données utilisée est UVEK 2021 qui s'appuie sur ecoinvent v2.2 actualisée et mise à jour régulièrement pour la Suisse dans le cadre de la recommandation KBOB 2009/1:2022 Plateforme de données d'écobilan pour la construction.

## 3.4 Simulations numériques de la centrale

Dans le cadre du projet SOLARCADII, deux modèles numériques de la centrale solaire ont été développés sous les environnements POLYSUN® et TRNSYS, respectivement, afin de simuler les performances de la centrale pour étudier différentes mesures d'optimisation, et comparer la performance de deux environnements de simulations. Les mesures effectuées sur la centrale ont permis de valider ces deux modèles numériques. Une fois validés, ces deux modèles ont été utilisés pour évaluer l'impact de différentes mesures d'optimisation sur les performances de l'installation. Le modèle TRNSYS a aussi été utilisé pour évaluer les performances d'une centrale solaire couplée à un CAD plus petit que celui de CADSIG et dans lequel la fraction solaire est supérieure à 20 % (taux de couverture proche de 100% en été, voir section 4.9).

### 3.4.1 Modèle POLYSUN® de la centrale SOLARCADII



Le modèle de la centrale SOLARCADII, établi sur POLYSUN® et montré en Figure 23, permet de simuler le fonctionnement de la centrale afin de prévoir la production d'énergie solaire et la quantité de chaleur injectée dans le CAD. Les éléments et sous-systèmes principaux qui composent ce modèle et qui seront décrits par la suite sont les suivants :

- le champ solaire ;
- la vanne trois voies avec sa régulation ;
- l'échangeur de raccordement au CAD ;
- le réseau CAD ;
- la régulation du débit dans le champ solaire ;
- la régulation du débit dans le circuit relié au réseau CAD.

L'aérorefroidisseur présent en sortie du champ solaire assure une fonction de sécurité face à une potentielle défaillance du système. Durant le fonctionnement normal de la centrale, il n'est pas utilisé et il n'a donc pas été inclus dans le modèle.

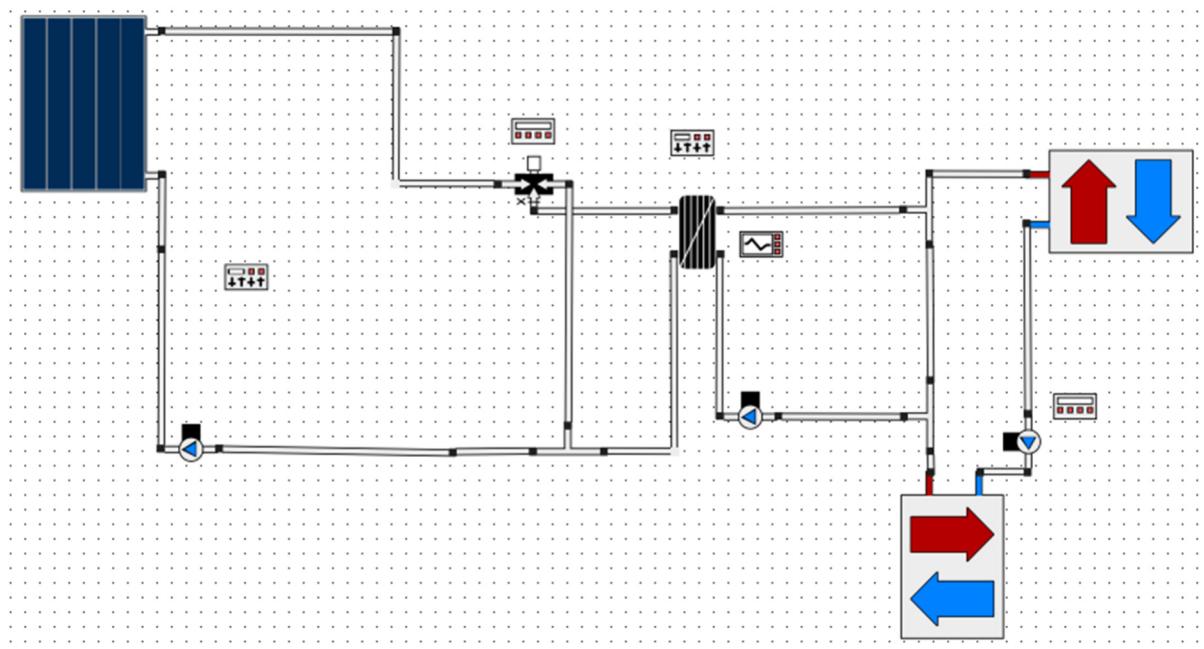


Figure 23 : Diagramme du modèle POLYSUN® de la centrale SOLARCADII.

#### a) Le champ solaire

Le champ solaire du modèle reprend la même configuration que le champ solaire de la centrale SOLARCADII pour l'orientation, l'inclinaison, le nombre de rangées parallèles et le nombre de capteurs par rangée. Le modèle du collecteur solaire MT-Power V4, inclus dans le catalogue de POLYSUN®, n'a pas été utilisé, car les paramètres de ce capteur implémentés dans le catalogue de POLYSUN® ne correspondent pas à ceux du certificat Solar Keymark 011-7S1890F. Le modèle du capteur MT-Power V4 a donc été créé sur la base de ce certificat.

Les longueurs de tuyauterie isolée en amont et en aval du champ solaire, dont la boucle de Tichelmann, ont été également prises en compte dans le modèle numérique. Cela permet de quantifier les pertes thermiques générées par la tuyauterie. Parmi les possibilités d'optimisation, une attention particulière est portée sur la configuration de la tuyauterie afin d'optimiser le rendement énergétique de la centrale.

#### b) La vanne trois voies

La vanne trois voies TOR (tout ou rien) de préchauffage est prise en compte par le modèle et elle est montrée en Figure 24. La régulation de cette vanne trois voies reprend le principe de régulation de la



centrale (décris dans le chapitre 2.3.6). L'ouverture de la vanne s'effectue quand la température à l'entrée atteint la température cible paramétrée dans le PLC de la centrale (identique à celle définie dans le PLC de TVP Solar). La fermeture de la vanne est conditionnée selon une hystérésis paramétrable.

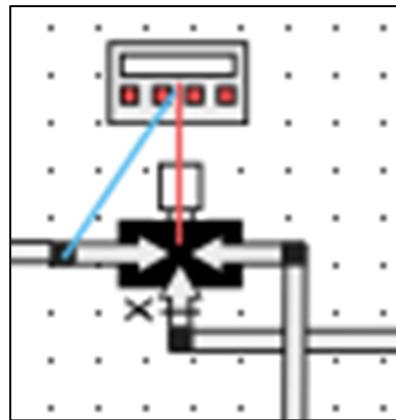


Figure 24 : Régulateur de la vanne trois voies dans le modèle POLYSUN®. Les traits bleu et rouge correspondent respectivement à l'entrée et la sortie de réglage.

c) L'échangeur de raccordement au CAD

L'échangeur de raccordement au CAD (aussi appelé *échangeur solaire*) est représenté dans le modèle par un échangeur externe à plaque ayant une capacité de transmission de 150 kW/K. Après discussions avec les partenaires du projet, cet échangeur standard (numéro de catalogue 56) correspond à l'échangeur mis en place sur la centrale. Un réajustement des propriétés de l'échangeur pourrait toutefois être nécessaire après la comparaison des résultats de simulations avec ceux venant des mesures effectuées sur la centrale.

Un compteur de chaleur est inclus dans le modèle afin de comptabiliser l'énergie thermique injectée dans le CAD. Ce compteur de chaleur mesure le gain de température aux bornes de l'échangeur côté CAD, ainsi que le débit sur le circuit CAD de la centrale SOLARCADII (Figure 25).

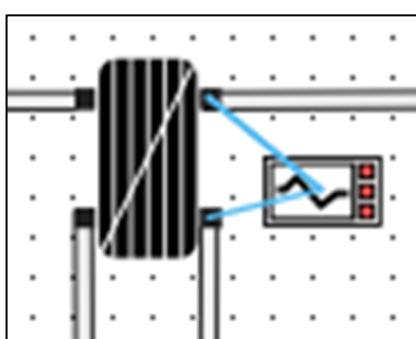


Figure 25 : Représentation de l'échangeur solaire sur le modèle POLYSUN® avec le compteur de chaleur. Les traits bleus correspondent aux points de mesures du compteur de chaleur (entrée/sortie de l'échangeur sur le côté secondaire, en liaison avec le CAD)

d) Le réseau CAD

Le réseau CAD est modélisé à l'aide de deux modules initialement conçus pour la modélisation des boucles de production d'eau chaude sanitaire, mais adaptés pour représenter la production et la consommation d'énergie d'un réseau CAD, tout en intégrant les valeurs des mesures de température du CADSIG. Comme illustré en Figure 26, la centrale SOLARCADII est raccordée à la conduite de retour.

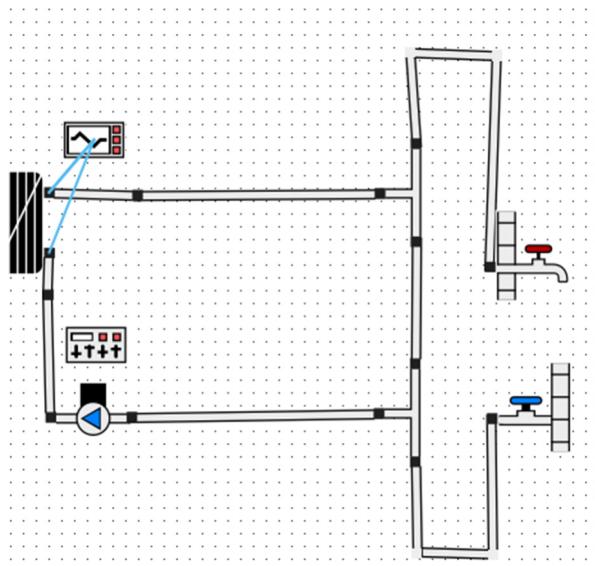


Figure 26 : Réseau CAD dans le modèle avec 2 modules générateur/source d'énergie représentant respectivement la production et la consommation d'énergie sur le CAD.

Le réseau CAD est modélisé en utilisant les données de température enregistrées à l'entrée de la centrale, avec une régulation du débit aussi réaliste que possible, basée sur les valeurs relevées du côté solaire.

e) La régulation du débit du champ solaire

La régulation du débit dans le champ solaire s'effectue au moyen d'un automate programmable (Figure 27). La régulation implémentée est celle décrite dans la partie régulation (chapitre 2.3.6) et les valeurs paramétrables définies sont les mêmes que celles définies dans le PLC de TVP Solar :

- si l'irradiance sur le plan des capteurs dépasse la valeur seuil programmée alors la pompe solaire démarre ;
- si la température en sortie du champ solaire est inférieure à la valeur de seuil minimum programmée alors le débit dans le circuit solaire est réglé au minimum et la vanne 3 voies commuté pour bypasser l'échangeur ;
- si la température en sortie du champ solaire est supérieure ou égale à la valeur de seuil minimum, alors une fonction « Match-flow » est utilisée pour contrôler le débit entre sa valeur minimum et sa valeur maximum dans le circuit solaire. La fonction « Match-flow » régule le débit pour obtenir en sortie du champ solaire la température cible programmée. Cependant, dans la réalité, le contrôle des pompes de circulations solaires est opéré à travers un algorithme propriétaire de régulation PID (Proportionnel, Intégrale et Dérivée) dépendant de l'irradiance incidente.
- Si l'irradiance sur le plan des capteurs est inférieure à la valeur de seuil et si la température en sortie du champ solaire est inférieure à la valeur de seuil alors la pompe solaire s'éteint.

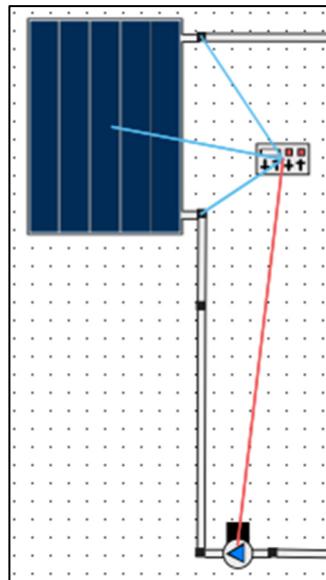


Figure 27 : Régulation du débit du champ solaire dans le modèle avec le régulateur programmable. Les traits bleus correspondent aux points de mesures servant d'entrée à la régulation (températures amont/aval du champ solaire, irradiance sur le champ solaire capteur et puissance du champ solaire) et le trait rouge correspond à la sortie de contrôle (débit en sortie de la pompe).

#### f) La régulation du débit dans le circuit d'injection CAD

La régulation du débit dans le circuit d'injection CAD s'effectue au moyen d'un automate programmable. La régulation implémentée est celle décrite dans la partie régulation (2.3.6). Des deux scénarios de production prévus à l'origine, seulement le scénario de production maximale a été implémenté dans le système de contrôle de la centrale. En conséquence, aussi dans le modèle Polysun, le seul scénario de contrôle implémenté est celui appelé de « production maximale ».

La régulation est programmée comme suit (Figure 28) :

- si le débit sur le côté solaire de l'échangeur est positif et si la température à l'entrée de l'échangeur sur le côté solaire est supérieure ou égale à la valeur cible programmée (identique à celle programmée pour l'ouverture de la vanne trois voies) alors la pompe côté CAD de l'échangeur démarre ;
- si le gain de température aux bornes de l'échangeur sur le côté CAD est inférieur à la valeur de seuil programmée dans le PLC des SIG, alors le débit sera réglé au minimum ;
- si le gain de température aux bornes de l'échangeur côté CAD est supérieur ou égal à cette même valeur de seuil alors le débit côté CAD de l'échangeur sera proportionnel au débit côté solaire de l'échangeur, avec un coefficient de proportionnalité programmée dans le PLC des SIG ;
- si la température à l'entrée de l'échangeur sur le côté solaire est supérieure à la valeur cible programmée et si le débit côté solaire de l'échangeur est déjà au maximum, alors le débit côté CAD se fixe également à sa valeur maximum ;
- s'il n'y pas de débit côté solaire de l'échangeur alors la pompe côté CAD s'arrête.

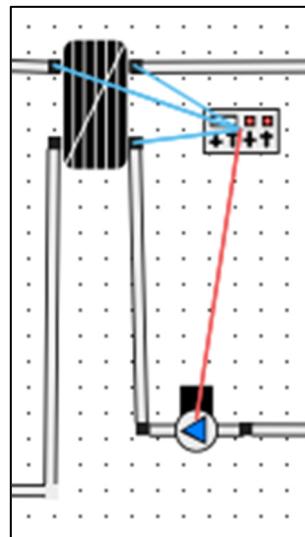


Figure 28 : Régulation du débit dans le circuit entre l'échangeur et le CAD dans la variante de scénario à production maximale. Les traits bleus correspondent aux points de mesures servant d'entrée à la régulation (température et débit d'entrée de l'échangeur côté solaire, températures entrée/sortie de l'échangeur côté CAD) et le trait rouge correspond à la sortie de contrôle (débit en sortie de la pompe).

### 3.4.2 Modèle TRNSYS® de la centrale SOLARCADII

Un second modèle numérique a été développé avec le logiciel TRNSYS [14]. Il reprend tous les éléments du modèle Polysun et certaines améliorations. Ces dernières sont :

- la prise en compte de l'irradiation à un pas de temps inférieure à l'heure ;
- la prise en compte du masque lointain et proche et de l'ombrage réciproque du champ ;

La Figure 29 montre l'interface graphique du modèle.

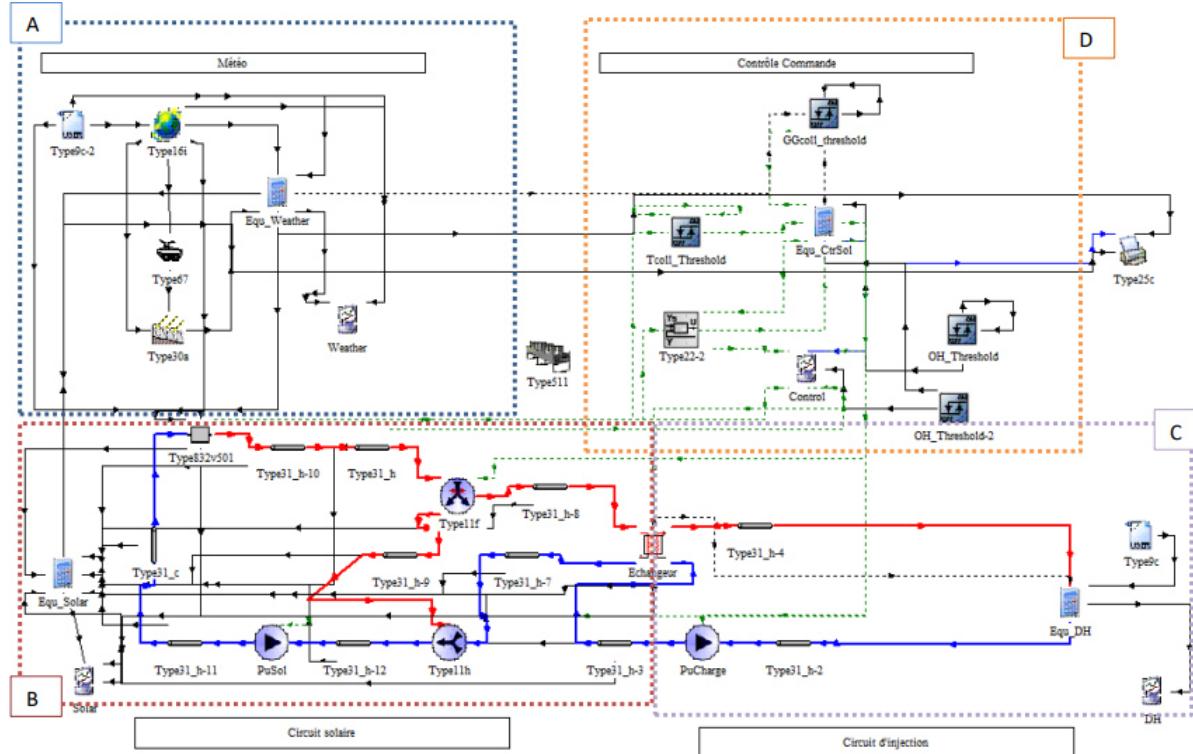


Figure 29: Modèle TRNSYS de la centrale SOLARCADII répartie en 4 modules (météo, contrôle, solaire et injection)

Il est organisé en 4 « modules » regroupant plusieurs composants :

- **Météo (Bloc A)** : les données météo (irradiation, température et vent) y sont générées à partir des mesures effectuées sur la centrale. Le calcul des ombrages est aussi réalisé ici.



- **Circuit solaire (Bloc B):** ce module comprend principalement les capteurs solaires thermiques agrégés sur un modèle (type 832). Les conduites aller et retour, la pompe, la vanne de préchauffage et l'échangeur (côté chaud) sont aussi modélisés.

- **Circuit à injection (Bloc C):** ici on retrouve l'échangeur (côté froid), la pompe d'injection et la connexion au CAD réalisée avec un bloc équation.

**Contrôle/Commande (Bloc D) :** ici tous les signaux de commande pour les organes de contrôle (pompes et vannes) y sont traités. Les signaux TOR sont établis à partir de contrôleur à hystérésis (type 2) et les signaux continus sont obtenus avec un modèle idéal de contrôleur à boucle fermée (type 22).

#### a) Description du module météo (bloc A)

Le bloc A permet la gestion de la partie météorologique et notamment des flux solaires. La Figure 30 montre les types TRNSYS utilisés dans ce bloc A. Le type 9c-2 contient le profil météorologique de la base de données d'une station météorologique située à quelques kilomètres de l'installation solaire.

Le type 16i permet, en définissant les coordonnées géographiques du panneau ainsi que différentes inclinaisons (surface de pose et surface du panneau par rapport à l'horizon), de connaître la hauteur solaire et de passer d'une irradiance horizontale à une irradiance sur le plan du capteur.

Afin de prendre en compte l'irradiation réelle incidente sur le champ de capteur solaire, il est nécessaire de prendre en considération les effets d'ombrage (lointain, proche et réciproque) présents sur le site. Les mesures des masques décrites plus haut sont prises en compte dans le modèle TRNSYS.

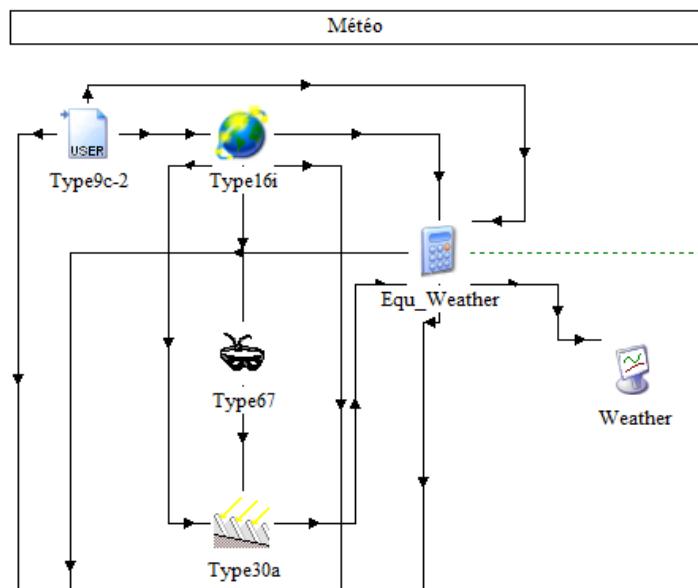


Figure 30: Configuration ombrage lointain et ombrage réciproque

Le Type30a permet de calculer l'ombrage réciproque induit par les rangées de capteurs en fonction des caractéristiques géométriques des capteurs et de leur installation (inclinaison du capteur, pente de la structure, hauteur des rangées et distance entre les rangées). Le type 67, quant à lui, calcule l'ombrage lointain et proche sur le champ solaire à partir du masque solaire donné dans un fichier horizon détaillant la hauteur et l'azimut des obstacles.

Ces données transitent par le type Equ\_Weather qui est une calculette. Les calculettes permettent d'effectuer toutes sortes de calculs intermédiaires ou de sauvegarde de variable pour être afficher dans un graphique. Ceci explique par ailleurs pourquoi la calculette est reliée au type Weather qui n'est rien d'autre que l'affichage sur un graphe de données météorologiques tel que l'irradiance.



## b) Description du module circuit Solaire (bloc B)

Le bloc B correspond à la partie de la simulation du circuit primaire. L'entrée dans ce circuit est marquée par le flux solaire arrivant du bloc météo sur le type 832v-501 qui correspond au modèle du capteur solaire utilisé sur site. Pour définir ce type, une utilisation de la fiche technique relative au Solar Keymark a été nécessaire.

Les types 31 correspondent à la tuyauterie avec pour chaque type 31 des caractéristiques propres, notamment en termes de longueur, de diamètre de tube et de pertes thermiques. Le type 11f désigne la vanne trois voies et va de pair avec le type 11h. Cette vanne trois voies est contrôlée via un booléen.

Le type Pusol correspond à la pompe solaire et à la limite du bloc du circuit solaire, il y a l'échangeur.

Les informations nécessaires pour permettre à ce dernier de fonctionner sont les débits et les températures des deux circuits ( primaire et secondaire) ainsi que le coefficient d'échange thermique global de l'échangeur, comme montré en Figure 31.

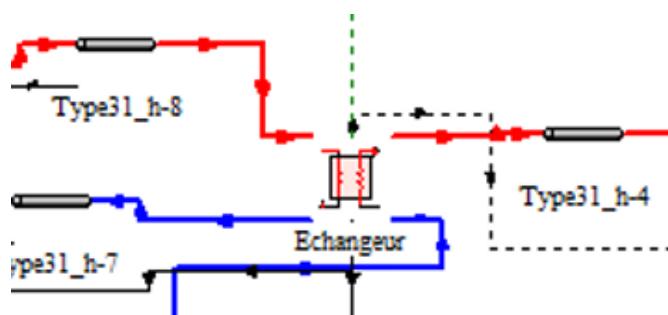


Figure 31 : Configuration de l'échangeur

Comme dans le bloc précédent, il faut noter la présence d'une calculette qui permet ici de faire des calculs de résistances thermiques de tubes et des calculs de puissance développée relié à un graphe permettant d'afficher de nombreuses informations sur le circuit solaire (température des collecteurs, pertes thermiques, débit ...)

## c) Description du module circuit d'injection (bloc C)

Le bloc C correspond à la partie de la simulation du circuit secondaire. Il s'organise de façon très similaire par rapport au bloc du circuit solaire avec la présence de la tuyauterie, de la pompe secondaire, d'une calculette et d'un graphique. La principale nouveauté dans ce bloc concerne le type 9c. Ce type contient le profil de température pour le CAD. Grâce à ce type, la température d'entrée du circuit secondaire va être implémentée pour chaque pas de temps. Ce profil de température provient des mesures effectuées sur site.

## d) Description du module contrôle/commande (bloc D)

Tableau 13 : Table de vérité des booléens de contrôle de la simulation TRNsys

	GGcoll_threshold	Tcoll_Threshold	OH_Threshold	OH_Threshold2
Condition d'activation du booléen	Irradiance > 200 W/m <sup>2</sup>	$T_{p,r,ech} > 60^\circ\text{C}$	$T_{p,r,ech} > 80^\circ\text{C}$	$T_{p,r,ech} > 130^\circ\text{C}$



Arrêt de la centrale	0	0	0	0
Phase de préchauffage	L'un ou l'autre ou les deux = 1		0	0
Phase de production	0/1	1	1	0
Surchauffe de l'installation	0/1	1	1	1

Le bloc D correspond à la partie commande de la simulation. Les quatre types, intitulés respectivement GGcoll\_threshold, Tcoll\_Threshold, OH\_Threshold et OH\_Threshold2, permettent de renvoyer un booléen en fonction des conditions imposées. Par exemple, pour que le type GGcoll\_threshold renvoie un booléen =1, il faut que l'irradiance incidente soit supérieure à l'irradiance seuil d'activation de la centrale (i.e., 200 W/m<sup>2</sup>). Avec ces quatre booléens, il est possible de caractériser l'ensemble des états de la centrale suivant la table de vérité montrée par le Tableau 13. Ce tableau traduit l'affectation du booléen en fonction de l'état de la centrale.

A partir des booléens de sortie et des données montrées par le Tableau 13, des booléens de contrôle sont calculés dans la calculette et vont permettre de contrôler l'ouverture et la fermeture des pompes ainsi que l'orientation de la vanne trois voies. Le contrôle du débit primaire se fait par l'intermédiaire du type 22-2 qui correspond à un contrôle intitulé « Proportional integrated differential » (PID). Le contrôle PID permet de réguler le débit pour chaque pas de temps en fonction du flux solaire incident, de la température en sortie de champ solaire et de la température en sortie de collecteur désiré, dans notre cas 85 °C.

Le débit secondaire est directement fixé à partir d'un coefficient multiplicateur appliqué au débit primaire. Le calcul est effectué à l'intérieur de la calculette du bloc D et l'information est envoyée au type PuCharge.

Comme dans les autres blocs, il y a un graphique qui permet de visualiser l'ensemble des contrôles commande de la simulation.

Finalement, le type 25c permet de récupérer en sortie les données souhaitées pour chaque pas de temps et de les stocker dans un fichier csv. Les données serviront par la suite à valider et comparer les modèles entre eux, d'une part, et afficher les données monitorées de la centrale, d'autre part.

### 3.5 Impact sur le fonctionnement d'un CAD « bois » existant de l'intégration d'une installation solaire thermique avec une fraction solaire >15%

La fraction solaire de l'installation SOLARCADII sur la chaleur distribuée par CADSIG est de l'ordre de 0.2%. Avec une telle fraction solaire, la chaleur solaire produite par l'installation peut à tout moment être injecté dans le CAD. L'intégration de cette installation ne peut donc pas générer de problème opérationnel sur le réseau thermique (problème de surchauffe, impact sur le fonctionnement de la chaufferie). Afin d'évaluer ces impacts opérationnels potentiels, un cas d'étude a été réalisé sur un CAD beaucoup plus petit pour lequel de nombreuses données sont disponibles. Il s'agit du CAD Les Marais Rouge localisé dans le jura neuchâtelois aux Ponts-de-Martel. Un modèle numérique de la chaufferie bois de ce CAD a été développé et validé. Ensuite, le modèle numérique de la centrale solaire SOLARCADII a été intégré à cette chaufferie bois avec pour objectifs de pouvoir répondre à la demande d'ECS en été et donc de pouvoir éteindre les chaudières bois. Cela a nécessité d'intégrer un stock de chaleur afin de pouvoir stocker la chaleur lorsque la production du champ solaire dépasse la demande du CAD mais aussi pour pouvoir satisfaire la demande en cas de faible ensoleillement.

#### 3.5.1 Description du CAD des Ponts-de-Martel

Le CAD des Ponts-de-Martel a été mis en service en septembre 2007. Au départ, 32 bâtiments de la ville des-Ponts-de-Martel étaient alimentés par celui-ci pour une longueur totale de réseau de 2,1 km. Dix ans plus tard, 79 bâtiments sont raccordés au système de chauffage urbain. Il y a des maisons individuelles, des maisons collectives, des bâtiments publics (par exemple des écoles, une chapelle...). La longueur du système de chauffage urbain est d'environ 3,8 km : en 2017, 20 000 GJ de chaleur ont été alimentés par ce réseau. Cela représente une densité thermique linéaire de 1,44



MWh par mètre linéaire, une valeur plutôt faible par rapport aux autres CAD, données dans [21]. La station météo la plus proche des Ponts-de-Martel est la station « La Chaux-de-Fonds ». La température de dimensionnement pour les systèmes de chauffage dans cette région climatique est de -10 °C.

L'ensemble du réseau de chauffage urbain appartient à une coopérative appelée "Le Marais-rouge - Société coopérative de chauffage à distance à bois". Chaque consommateur (y compris les futurs consommateurs potentiels) du réseau peut faire partie de cette société. Ce statut juridique particulier fait de "Les-Ponts-de-Martel" un système de chauffage à distance complètement différent de celui géré par les sociétés de fourniture de chaleur.

Les caractéristiques du CAD des Ponts-de-Martel sur l'année de référence 2019 est présenté à la Figure 32.



Caractéristiques du CAD des-Ponts-de-Martel		
Génération de CAD	[1 à 4]	4
Puissance installée	[MW]	2.25
Energie fourni	[GWh]	5.81
Année de référence	[an]	2019
Longueur réseau	[m]	3800
Densité énergétique	[MWh/ml/an]	1.53
Perthes de chaleur	[GWh/an]	0.76
Température aller à la température de base [°C]	[°C]	80
Température retour moyenne [°C]	[°C]	44
Répartition par combustible de chaleur produite	Utilisation	Part [%]
Bois (plaquette de bois) [%]	Principal	99%
Mazout [%]	Secours et pic	1%

Figure 32 Caractéristiques du cas d'étude : CAD des-Ponts-de-Martel

La chaufferie actuelle est composée de deux chaudières bois d'une puissance respective de 1'000 kW et 1'250 kW brûlant des plaquettes de bois déchiquetés et elles sont raccordées entre elles en série. De plus, des condenseurs découplés ont été aussi installés afin de récupérer la chaleur latente contenue dans le gaz de combustion et ainsi augmenter l'efficacité énergétique globale de la chaufferie. Ceci a été possible après une campagne d'optimisation de la distribution de chaleur au niveau des circuits de chauffage des bâtiments dont l'objectif était de baisser au maximum les températures de retour. Les condenseurs sont connectés sur la conduite de retour du chauffage à distance en amont des chaudières. A cela, s'ajoute une chaudière à Mazout de 1'550 kW pour le secours et les maintenances des chaudières bois. La Figure 33 présente un schéma hydraulique simplifié de la chaufferie.

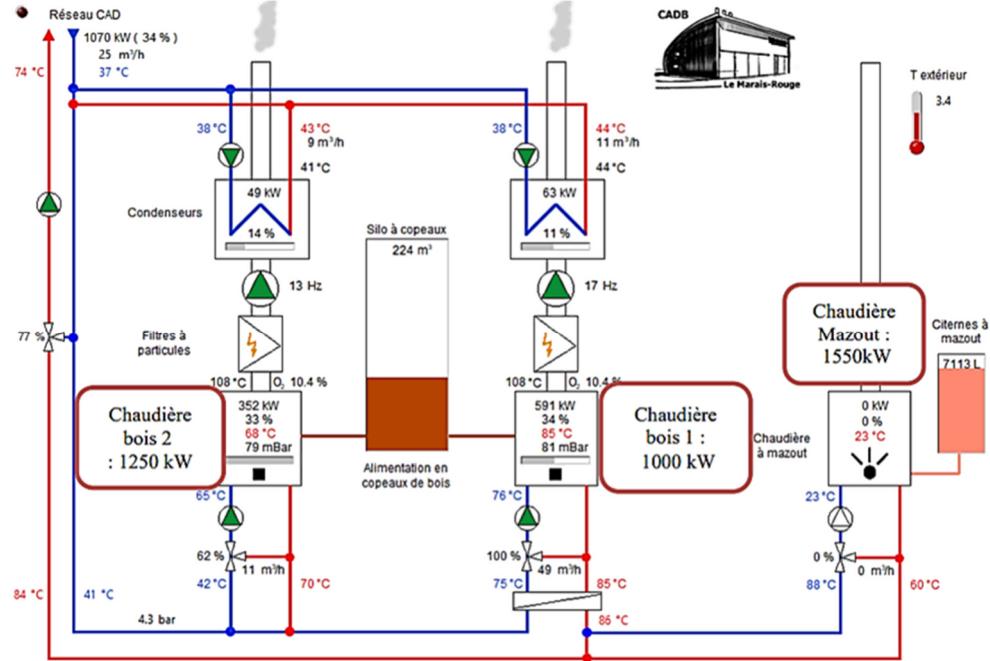


Figure 33 Schéma hydraulique simplifié de la chaufferie des Ponts-de-Martel

### 3.5.2 Schéma hydraulique et principes de régulation de la chaufferie avec solaire thermique et stock de chaleur

Dans les CAD à bois, en été, il est courant que les chaudières à bois aient des rendements dégradés ou soient éteintes en faveur de l'utilisation de combustibles fossiles en appont (chaudière mazout). Toutefois, si le dimensionnement est adéquat, l'énergie solaire peut être utilisée pour soutenir l'arrêt des chaudières et réduire voire supprimer la consommation d'énergies fossiles.

Il est possible de considérer plusieurs options pour l'intégration d'un champ solaire sur un CAD [22]. Dans le cas étudié, où le CAD est configuré autour d'une chaufferie centralisée, le champ solaire peut injecter directement la chaleur produite au niveau de la chaufferie. En outre, afin de maximiser les performances des condenseurs qui dépendent de la température de retour du CAD, il est recommandé d'intégrer l'installation solaire en aval des condenseurs. La chaleur produite peut alors être injectée sur le retour des chaudières ou directement sur le départ du CAD (voir Figure 34), à condition que l'installation solaire soit en mesure de couvrir l'ensemble des besoins. Cette régulation est assurée par deux vannes 3 voies.

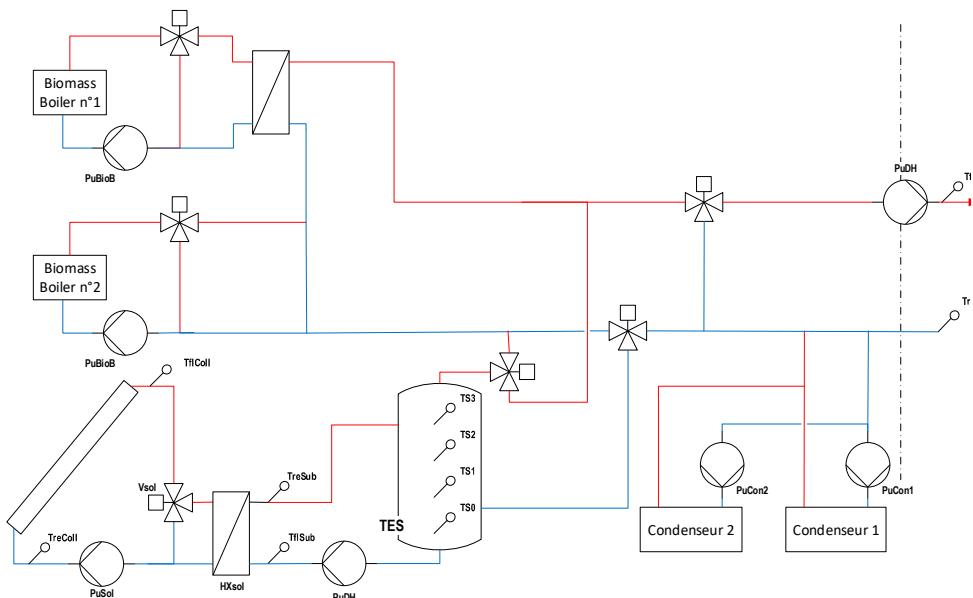




Figure 34 Schéma hydraulique simplifié de la centrale de chauffage central du réseau de chaleur "le Marais-Rouge" amélioré avec l'intégration d'un système solaire thermique à grande échelle.

Le principe de régulation de l'installation solaire est décrit ci-dessous. Une stratégie de régulation pour la saison de chauffe et une régulation pour l'été ont été développé.

Pendant la saison hivernale et en intersaison, le champ solaire est connecté en série avec les chaudières. Il est placé après les condenseurs afin de permettre de réguler la température du champ solaire pour qu'elle fournisse une température supérieure d'au moins 5 K à celle en sortie des condenseurs, mais en limitant la température à 65°C. Cela permet de réduire la température de fonctionnement du champ solaire, sans perturber le fonctionnement des chaudières à bois.

Durant la période estivale, il est attendu que l'installation solaire assure l'intégralité des besoins en chaleur du réseau. Ainsi, cette dernière est contrôlée de manière à fournir une température de départ requise pour le système de distribution de chaleur.

Afin de garantir une continuité dans la fourniture de chaleur, notamment durant les périodes nocturnes ou lorsque les conditions météorologiques ne permettent pas à l'installation solaire de fournir la puissance requise, une solution de stockage de chaleur est mise en place afin de stocker l'énergie solaire produite et de la redistribuer ultérieurement sur le réseau. Dans ce cas précis, la technologie sélectionnée pour les cuves de stockage est celle produite par la société Jenni Solartechnik AG, qui utilise des cuves en acier isolées. Pour garantir une performance optimale, ces cuves doivent être très bien isolées, avec une épaisseur d'isolation de l'ordre de 30 à 45 cm de laine minérale. Les pertes admissibles sont estimées à environ 2% par semaine pour des cuves de 500 m<sup>3</sup> et 1 % par semaine pour des cuves de 5000 m<sup>3</sup> [23].

La cuve est intégrée dans le schéma hydraulique afin de stocker exclusivement la chaleur solaire. Cela a été choisi pour simplifier la régulation. Néanmoins, il aurait pu être intéressant de mutualiser le stockage avec la chaufferie biomasse.

La cuve a été dimensionnée afin de permettre un stockage hebdomadaire de la chaleur en été dans l'éventualité d'une période d'environ 7 jours avec des faibles irradiations. Il faut donc estimer la quantité de chaleur consommée en été sur le CAD des Marais-Rouge et ainsi calculer le volume d'eau nécessaire à la température de service voulue. La consommation moyenne hebdomadaire sur cette période est de ~30.8 MWh.

Afin de déterminer le volume, il convient d'estimer la différence de température entre une cuve chargée et une cuve vide. Il convient ici de prendre la température moyenne de service (environ 70°C en été) et la température maximale de champ solaire (95°C). Il en résulte une différence de température  $\Delta T$  de stockage de 25°C. Le volume de stockage nécessaire est d'environ 1060 m<sup>3</sup>.

### 3.5.3 Modèle TRNSYS de la chaufferie, de l'installation solaire thermique et du stock thermique

Le logiciel TRNSYS est utilisé pour simuler la chaufferie actuelle du CAD des Ponts-de-Martel, ainsi que l'installation solaire et le stockage associé. La Figure 35 présente la structure du modèle numérique TRNSYS (A) de la chaufferie du CAD des Ponts-de-Martel et (B) de l'installation solaire thermique avec un stock thermique associé.

Le modèle numérique de la chaufferie est présenté dans la Figure 35 (A). Ce modèle reproduit le schéma hydraulique présenté en Figure 34. Les deux chaudières à plaque sont modélisées par le Type 869 [24]. Elles sont nommées Boi1 et Boi2. Les deux condenseurs de fumées ont été simulés par une simple équation.

La quantité de chaleur récupérée par la condensation de la vapeur d'eau des fumées est estimée par rapport à la quantité totale qu'il est possible de récupérer (sensible et latent) auquel sont retranchés des pertes constantes (qui ont lieu entre la chaudière et le condenseur) et

La quantité de chaleur qu'il est possible de récupérer par la condensation de la vapeur d'eau dans les fumées est estimée de la manière suivante :

1. Le potentiel global de récupération est tout d'abord évalué en utilisant la différence d'enthalpie des fumées à la température en sortie de la chaudière auquel est retranché l'enthalpie des fumées à la température de retour du CAD



- De ce potentiel global est retranché des pertes qui ont lieu entre la sortie de la chaudière et le condenseur (traitement des fumées). La quantité de chaleur qui reste est multiplié par un facteur d'efficacité de récupération qui dépend de la température de retour du CAD et de la température de rosée des fumées en sortie de chaudière bois

L'équation ci-dessous montre comment est estimé la puissance thermique fournie par les condenseurs de fumées suivant la stratégie décrite ci-dessus :

$$Q_{Cond} = (Q_{fg} - Q_{fg,loss}) * \left(1 - \frac{T_{retour,CAD}}{T_{fg,dp}}\right) * f$$

Où

$Q_{Cond}$  est la quantité d'énergie thermique effectivement fournie par les condenseurs sur un pas de temps

$Q_{fg}$  est la différence d'enthalpie des fumées à la sortie de chaudière et l'enthalpie des fumés à la température de retour du CAD (chaleur sensible et latente)

$Q_{fg,loss}$  correspond au perte thermique des fumées entre la sortie de la chaudière et le condenseur

$T_{retour,CAD}$  est la température de retour du CAD

$T_{fg,dp}$  est la température de rosée des fumées en sortie de chaudière

$f$  une constante qui représente l'efficacité de récupération de la chaleur par les condenseurs

Les différents paramètres de cette équation ont été estimé à l'aide des mesures réalisées sur les deux condenseurs sur une longue période de fonctionnement. Les paramètres ont ensuite été validées avec d'autres mesures à disposition.

Le modèle de chaufferie avec les deux chaudières bois et les condenseurs est connecté au modèle numérique du champs solaire avec stock via le module « ST » (en vert dans la Figure 35 (A)).

Le modèle numérique du champ solaire thermique et de son stock de chaleur est présenté à la Figure 35 (B). Pour rendre le modèle numérique du champ solaire et du stock thermique plus compréhensible, il a été divisé en 4 blocs distincts (voir Figure 35 (B)) :

- Le **Bloc A**, représenté en pointillé vert, gère la section météorologique, en particulier les flux solaires. Le type « Irr\_1min » contient les composantes (global horizontal et direct normal) de l'irradiation sur le site en 2019 à un pas de temps d'1 minutes. Celles-ci ont été obtenues avec le service CAMS permettant de générer des données d'irradiations géolocalisées d'une bonne précision. Le type 16e est utilisé pour déterminer l'angle d'incidence (Theta) du rayonnement solaire et l'irradiance sur le plan du capteur. Ces données sont transmises par le type « Equ\_Weather-2 », qui fonctionne comme une calculatrice. Dans ce contexte, les calculatrices sont capables d'exécuter divers calculs intermédiaires ou de sauvegarder des variables.
- Le **Bloc B**, représenté en pointillé violet, correspond à la section de commande de la simulation. Les trois types nommés BoSol (agit sur la température de consigne de sortie du champ solaire), BoDis (agit sur la décharge du stockage solaire dans le CAD), et BoOH (agit sur les températures de surchauffe du champ solaire) sont capables de renvoyer une valeur booléenne en fonction de conditions définies. Le type 23-4, qui est un régulateur PID (Proportionnel, Intégral, Dérivé), et la calculatrice « Eq\_CtrSol » assurent la régulation de l'ensemble du champ solaire et de la décharge du stockage à partir des données de sorties des types concernés (type 832v501, type 60c), et notamment à partir des trois types Booléens présente dans le Bloc B.
- Le **Bloc C**, représenté en pointillé orange, se rapporte à la section de la simulation dédiée au circuit solaire. Les données de sortie du Bloc A, concernant les caractéristiques du flux solaire, sont acheminées vers le type 832v501, correspondant au champ des capteurs solaires thermiques. Pour définir ce type, il est nécessaire de consulter la fiche technique liée au Solar Keymark, donnant les caractéristiques thermiques du capteur solaire utilisé. Les types 31, quant à eux, représentent la tuyauterie, chacun avec des caractéristiques uniques, notamment en ce qui concerne la longueur et les diamètres. Le type « PuSol » correspond à la pompe hydraulique solaire, et à l'extrémité du bloc C se trouve l'échangeur à plaques. La



calculatrice intégrée « Eq\_Solar » permet d'effectuer une multitude de calculs, tels que le matériau ou les résistances thermiques des conduites, les débits de consignes, les calculs de puissances développée, etc. Finalement, le type Solar-2 a pour fonction de récupérer les données désirées pour chaque intervalle de temps et de les enregistrer dans un fichier csv

- Le **Bloc D**, représenté en pointillé bleu, se rapporte à la section de la simulation dédiée au stockage solaire. Le type 60c, correspond à un stockage solaire. Sur celui-ci, six senseurs évaluent verticalement les températures du fluide au sein du stockage, qui permettent de vérifier une stratification acceptable au sein du ballon de stockage. Le type « PuCharge » est la pompe de charge et de décharge du stockage, qui est définie par des équations au sein de la calculatrice « Eq\_tank » et de la calculatrice du bloc B.

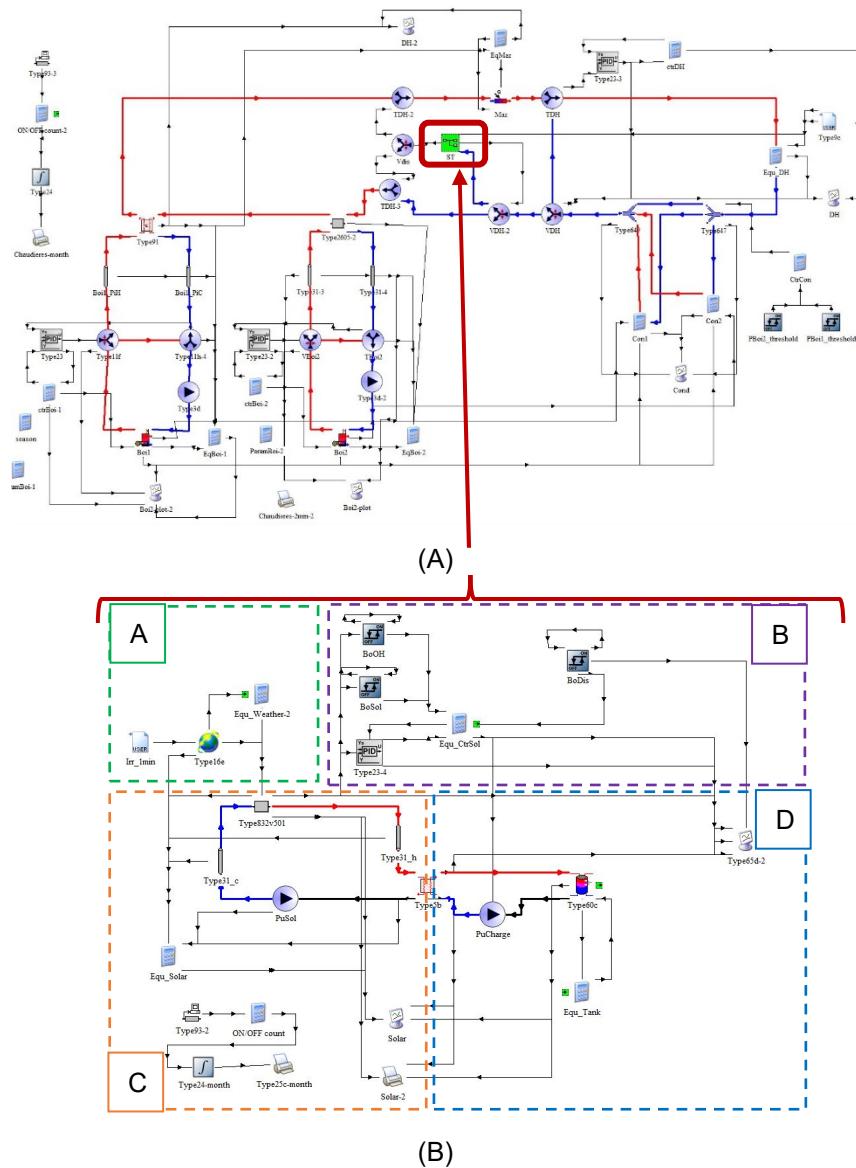


Figure 35 Modèle numérique de (A) la chaufferie et de (B) l'installation solaire fonctionnant sur TRNSYS

Les collecteurs solaires thermiques sont modélisés avec un modèle TRNSYS générique (type 832). Deux modèles de collecteur ont été considéré dans cette étude.

Le premier (1) modèle de collecteur utilise les coefficients d'un collecteur plan standard. Ces coefficients ont été obtenus en faisant la moyenne des coefficients de grands capteurs plans sur le marché ces dernières années provenant de plusieurs fabricants européens. Le deuxième (2) modèle de collecteur utilise les coefficients du capteur plan vitré sous vide MT-Power de TVP Solar qui ont été récupérés



dans la base de données du site internet européen [solarkeymark.eu](http://solarkeymark.eu) (Numéro de licence : 011-7S1890F). Le Tableau 14 ci-dessous énonce les coefficients de performances des capteurs. Avec  $\eta_0$  le rendement d'ordre zéro,  $a_1$  le coefficient de déperdition thermique de 1<sup>er</sup> ordre,  $a_2$  le coefficient de déperdition thermique de 2<sup>nd</sup> ordre et  $K_d$  le coefficient de modification de l'angle d'incidence pour l'irradiation diffuse et directe. La capacité thermique des capteurs est également prise en compte.

Tableau 14 : Tableau de coefficients de performances des deux capteurs plans étudiés

	<b>Capteur plan vitré (1)</b>	<b>Capteur plan vitré sous-vide (2)</b>	<b>Unité</b>
$\eta_0$	0.790	0.737	-
$a_1$	2.90	0.504	W/(m <sup>2</sup> .K)
$a_2$	0.0135	0.006	W/(m <sup>2</sup> .K <sup>2</sup> )
$K_d$	0.957	0.957	-

### 3.5.4 Méthodologie et hypothèse pour l'analyse financière

Lors de la planification d'un projet d'installation solaire, il est essentiel de comprendre les différents coûts financiers associées. Ces coûts peuvent être regroupés en plusieurs catégories, telles que les dépenses d'investissement en capital (CAPEX), les coûts d'exploitations et de maintenance associés (OPEX). Chacune de ces catégories a un rôle important dans la détermination global du coût de l'installation. Dans cette section, les fonctions de coût utilisés pour estimer les coûts financiers spécifiques du champ solaire, du stockage solaire, du terrains/toitures et des conduites de raccordements sont décrit. Ils déterminent le coût total d'investissement pour chaque scénario spécifié en section 4.9.4. Pour la simulation de la production de chaleur de l'installation solaire thermique, la météo de 2019 à un pas de temps d'une minute a été utilisée.

#### a) Hypothèses de calcul :

Les hypothèses listées ici correspondent aux paramètres de base, utilisés pour comparer les LCOHs dans les différentes variantes. Les paramètres financiers principaux de cette étude sont :

- La durée d'amortissement est fixée à 25 ans
- La méthode d'amortissement, choisie linéaire : le même montant est amorti chaque année. L'amortissement annuel correspond à la valeur de l'installation divisée par son nombre d'années de vie, estimé, ici, à 25 ans.
- Le prix de l'électricité est fixé à 0.2 CHF par kWh (soit 200 CHF/MWh).
- Le taux d'augmentation annuel de l'électricité est fixé à 3% par an, basé sur la norme Suisse SIA 480 2004.
- Le taux d'actualisation est pris à 5,2 %, égal au taux d'actualisation moyen estimé par l'Office Fédéral de l'Energie Suisse.
- Le coefficient de performance électrique (COP) de l'installation solaire est de 100. C'est le rapport entre l'énergie produite (productible solaire en MWh/an) et l'énergie électrique demandée (ou énergie auxiliaire en MWh/an), qui est l'énergie nécessaire au fonctionnement du système (puissance annuelle consommée par les pompes solaires, le système de régulation...). En d'autres termes, l'énergie auxiliaire est estimée à 1 % du productible solaire [25].
- Afin de calculer les temps de retour sur investissement et l'indice de profitabilité, un prix de vente de la chaleur de 120CHF/MWh a été postulé. Ce prix correspond au prix de vente de la chaleur sur le CADSIG. Une analyse de sensibilité pour évaluer l'impact du taux annuel d'augmentation du prix de vente de la chaleur sur les indicateurs a été réalisé (Voir section 4.7.5).

#### b) Coûts d'investissement du champ solaire :

Dans ce paragraphe figure la répartition des coûts du champ solaire mettant en évidence quatre sous-catégories de dépenses budgétaires :



1. Les capteurs solaires et les connecteurs (entre les panneaux) associés.
2. Les composants de la boucle solaire. Parmi ces composants il y a notamment la tuyauterie, les structures de support des panneaux, l'isolation de la tuyauterie, les pompes primaires, les valves, le système de pressurisation, l'échangeur de chaleur primaire/secondaire et l'eau glycolé.
3. Le système de contrôle. Il se compose notamment de compteurs de chaleur, de sonde de température, d'une station météorologique avec un pyranomètre et de l'ensemble de contrôle commande (PLC).
4. Les frais d'installation du champ solaire.

Les coûts des champs solaires au  $\text{m}^2$  installé dépendent fortement de la taille de l'installation. Il y a en effet d'importante économie d'échelle. TVP Solar a fourni des projections du prix du  $\text{m}^2$  de capteur solaire en fonction de la taille du champ solaire (Tableau 15). Ces prix prennent en compte la totalité des sous-catégories évoqués précédemment.

Tableau 15 projection d'évolution du coût du  $\text{m}^2$  de capteur solaire en fonction de la taille du champ solaire pour une production de chaleur à  $80^\circ\text{C}$  et une température extérieure de  $20^\circ\text{C}$  – TVP Solar

Taille du champ solaire [ $\text{m}^2$ ]	< 700	700 - 1400	1400 - 7000	> 7000
Prix par mètre carré de capteur [CHF/ $\text{m}^2$ ]	1000	800	600	550

En partant des données, une fonction de coût a été développé qui permet de s'affranchir des « effets de seuils ». Cette fonction de coût est donnée dans l'équation suivante :

$$y = 2682 \cdot x^{-0.174}$$

Où  $x$  représente la taille du champ solaire en  $\text{m}^2$  et  $y$  le coût spécifique en CHF/ $\text{m}^2$

c) Coûts d'investissement dans le stock de chaleur :

Les coûts d'investissement de stockage proviennent d'une liste de prix transmis par l'entreprise *Jenni Energietechnik AG* (fournisseur de systèmes et de composants pour le chauffage renouvelable) dans le rapport SolCAD [7]. Ces coûts comprennent la fourniture de tout le matériel nécessaire et les frais d'installation. La fonction de coût retenue est la suivante :

$$y = 0.5409 * x + 9045.3$$

Où  $y$  est le coût du total du stock thermique en [CHF] et  $x$  représente le volume du stock thermique en litre.

d) Coûts d'investissement liés au terrain/toiture :

En proximité immédiate de la chaufferie, les surfaces les plus intéressantes sont deux toitures inclinées de  $380 \text{ m}^2$  et  $240 \text{ m}^2$  et des terrains agricoles en grandes quantités (avec des parcelles de  $10\,000 \text{ m}^2$ ,  $5500 \text{ m}^2$  et  $5400 \text{ m}^2$ ) comme le montre la Figure 36 (la feuille verte représente l'emplacement de la chaufferie). À la vue des variantes sélectionnées, seuls les terrains 1, 2 et 3 ont les surfaces disponibles pour accueillir un champ solaire. Le coût spécifique d'achat du terrain est supposé nul. Ainsi, les coûts d'investissement liés au terrain/toiture sont considérés comme nuls pour la suite du rapport.



Figure 36 Vue aérienne des surfaces retenues pour le cas d'étude des Marais-Rouge – Source : Rapport SolCAD [7]

e) Coûts d'opération et maintenance (OPEX) :

Les coûts d'opération et de maintenance (OPEX) 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. La consommation annuelle d'électricité des pompes solaires [kWh<sub>é</sub>/an] est 1% du productible solaire annuel et le coût associé augmente annuellement de +3%.

f) Coûts d'investissement liés aux conduites solaires :

Le coût des conduites solaires est issu du guide de planification de l'ASCAD [26] qui en fonction d'un diamètre nominal (DN) fournit un coût spécifique par mètre linéaire de conduite [CHF/m<sub>linéaire</sub>]. Le matériau utilisé pour les conduites est un métal pré-isolé duo. Les coûts des conduites sont basés sur une configuration campagne, c'est-à-dire qu'elles sont implantées dans le sol et non dans une zone urbaine bitumée.

Les hypothèses permettant de calculer le diamètre intérieur des conduites à partir de la surface de champ solaire sont les suivants :

- La vitesse d'écoulement (V) au sein de la conduite est prise comme égale à 1 m/s.
- La différence de température du fluide entrée/sortie ( $\Delta T$ ) vaut 30 K.
- La puissance surfacique crête ( $P_s$ ) des capteurs solaires est égale à 0.7 kW<sub>th</sub>/m<sup>2</sup>.
- La masse volumique de l'eau ( $\rho$ ) vaut 1000 kg/m<sup>3</sup> et la chaleur spécifique de l'eau (Cp) égale à 4.18 kJ/(kg.K).
- La surface de champ solaire est notée  $S_{cs}$  [m<sup>2</sup>].

L'équation permettant de donner le diamètre intérieur nominal (DN, en mm) des conduites de raccordement du champ solaire vers le stockage est la suivante :

$$D_i [mm] = \sqrt{\frac{4 \cdot \frac{P_s \cdot S_{cs}}{\rho \cdot Cp \cdot \Delta T}}{V \cdot \pi} \cdot 1000}$$

Une fois le diamètre nominal déterminé, le Tableau 16 ci-dessous permet de donner un prix par mètre linéaire de conduites (qui inclus les travaux de pose et le matériel). Il est issu du guide de planification de l'ASCAD [3]. Lorsque le diamètre nominal calculé se situe entre deux valeurs de DN, la valeur de DN supérieure est alors sélectionnée.



Tableau 16 Coût des conduites solaires en fonction du diamètre nominale DN [mm] – Source : Guide de planification de l'ASCAD (p.215) [26]

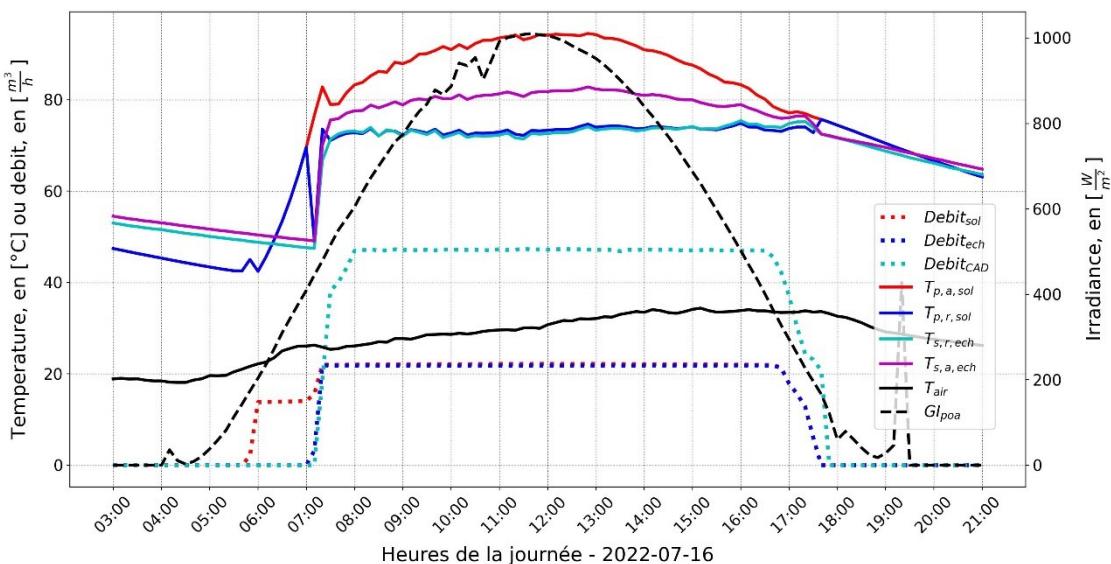
DN [mm]	Prix [CHF/m linéaire]
80	478
100	616
125	762
150	914
200	1091

## 4 Résultats et discussion

### 4.1 Performance en journée sans nuage, « clear sky »

Avec la dénomination « Clear-Sky », on définit des conditions d'ensoleillement caractérisées par une couverture des nuages très limitée (inférieure à 1/10<sup>ème</sup> de la surface vue par l'observateur, selon une convention aux USA). Avec cette condition météorologique, les collecteurs solaires thermiques fonctionnent sous une irradiance très peu variable. L'analyse de la performance de la centrale solaire pendant une journée, en effet, est compliquée par la variabilité de l'énergie incidente qui se transmet au fluide caloporteur. Si les températures du fluide caloporteur varient trop dans le temps, des flux énergétiques difficilement quantifiables sont échangés par les différentes capacités thermiques du circuit.

Pour cette raison, il est intéressant d'analyser le comportement de la centrale pendant une journée avec des conditions météorologiques homogènes et peu variables. L'analyse doit aussi être effectuée si possible, proche du solstice d'été et au midi solaire. À ce moment-là, l'irradiance incidente sur le plan des capteurs de la centrale, inclinés vers sud de 17.5°, est quasi perpendiculaire au plan des collecteurs.



La Figure 37 montre la variation des températures d'entrée/sortie du champ solaire et de l'échangeur de chaleur côté CAD, ainsi que les profils des débits circulant dans les deux circuits (CAD et solaire) et l'irradiance globale incidente sur le plan des capteurs avec une fréquence de 1 donnée chaque 15 minutes.

Comme montrée par la Figure 37, lors d'une journée ensoleillée et sans nuages, la pompe solaire s'enclenche dès que l'irradiance solaire sur le plan des capteurs ( $G_{poa}$ ) dépasse le seuil de 200



W/m<sup>2</sup>. Le fluide caloporteur du circuit primaire est préchauffé par le champ solaire jusqu'à ce que la température à l'entrée de l'échangeur (Tp,r,ech) dépasse 80°C, moment où la vanne 3-voies du circuit solaire bascule. Une fois la circulation dans l'échangeur activée côté solaire, la pompe du circuit secondaire (connecté au réseau CAD) est enclenchée, avec un débit ajusté pour minimiser la température de retour de l'échangeur et maximiser la production solaire. Les débits des deux côtés de l'échangeur augmentent rapidement jusqu'au maximum permis par le circuit, car les paramètres de régulation n'ont pas encore été ajustés aux conditions réelles après la construction de la centrale. En conséquence, les débits à travers l'échangeur et la température d'injection (80°C au lieu de 75°C) ne correspondent pas aux prévisions, affectant la performance de l'échangeur. Le gain de température du champ solaire est presque deux fois supérieur à celui du côté CAD, contrairement au régime prévu qui devait afficher des gradients de température similaires.

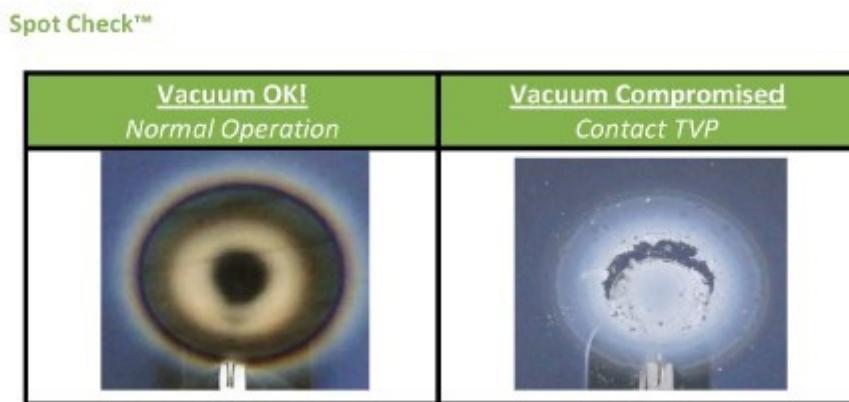
## 4.2 Contrôle de l'intégrité de l'isolation thermique des collecteurs

L'isolation thermique des capteurs solaires installés sur SOLARCADII repose sur la technologie de l'ultravide. Les surfaces internes des capteurs sont traitées spécifiquement pour maintenir le vide nécessaire, réduisant ainsi au minimum la convection et la conduction moléculaire sous irradiation solaire. Face aux incertitudes initiales concernant la durabilité de la soudure verre-métal, des campagnes de caractérisation de l'isolation thermique des capteurs ont été menées durant la période de suivi. Ces contrôles ont confirmé l'excellente tenue des capteurs, grâce à la technologie développée par TVP Solar SA, ainsi que leur durabilité à long terme.

### 4.2.1 Première campagne de contrôle

Avant d'effectuer la campagne de mesure, un contrôle des capteurs sous vide a été fait selon deux méthodologies :

- Visuellement par comparaison du « Spot Check » (voir Figure 38).
- Par l'utilisation d'une caméra thermique et la comparaison qualitative de la température extérieure d'un capteur par rapport à celle des capteurs proches.



For high-vacuum integrity, Spot Check must be mirror-silver and not transparent-white.

Figure 38 : Contrôle du « Spot Check © » à proximité de la pompe getter : pour l'intégrité du vide, le point de contrôle doit être argenté comme un miroir et non blanc-poudreuse.

Ces deux méthodologies sont uniquement qualitatives et permettent de localiser les collecteurs douteux afin de concentrer les efforts d'analyse sur un groupe réduit de capteur. Elles ne représentent pas une mesure quantitative fiable et capable de démontrer une éventuelle défaillance d'un capteur. Seule une mesure de la température de surface permet un diagnostic d'une éventuelle dégradation des performances du capteur par rapport aux performances annoncées par le fabricant et certifiées par l'attestation Solar-Keymark.



En janvier 2021, une campagne de mesure plus approfondie a été menée sur le champ solaire de la centrale. Sous une irradiance d'environ  $500 \text{ W/m}^2$  à 10 h 00 et  $600 \text{ W/m}^2$  à 14 h 30 et avec le champ solaire à une température moyenne d'environ  $83^\circ\text{C}$ , cette campagne a permis de déterminer les éléments suivants :

- Au début de la matinée, tous les capteurs étaient pour moitié recouvert de neige (partie basse du capteur) et pour moitié recouvert d'une fine couche de givre (voir Figure 39) ;
- Les capteurs qui présentaient quelques défauts qualitatifs à la caméra thermique ont dégivré plus rapidement que les autres (voir Figure 40) ; cela démontre que leur température de surface était plus élevée.

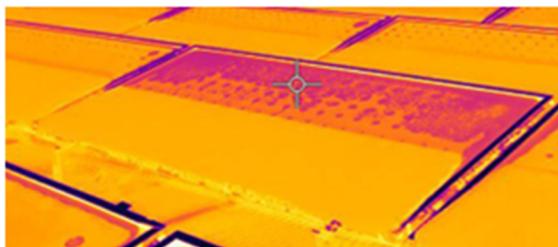


Figure 39 : Le dégivrage facilite le diagnostic de défaut sur le capteur 35.3.

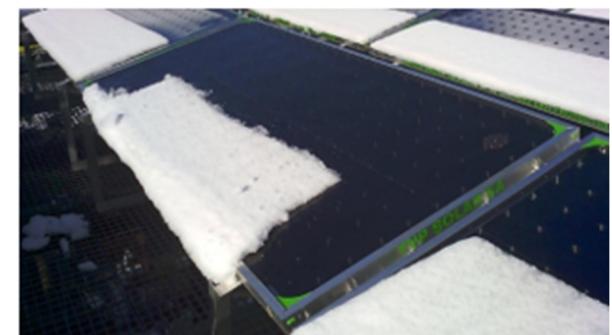
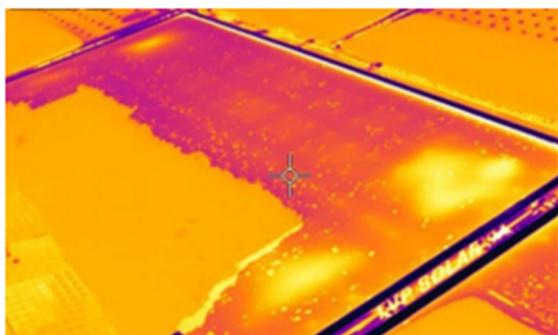


Figure 40 : Les ponts thermiques provoquent la fonte prématuée de la neige sur le capteur 8.7. La tâche, en haut à droite, est provoquée en partie par le pont thermique de la pompe getter.

Excepté quelques cas, le dégivrage a débuté toujours à proximité de la pompe getter, laissant à penser qu'un léger pont thermique existe. Ce dernier est visible à la caméra thermique (voir Figure 41).

À l'exception d'un capteur où le « Spot Check » semble annoncer un vide compromis<sup>7</sup>, tous les capteurs ayant des éventuels défauts thermiques n'ont pas le « Spot Check » activé et ainsi devraient avoir encore conserver un bon niveau de vide (voir Figure 42).

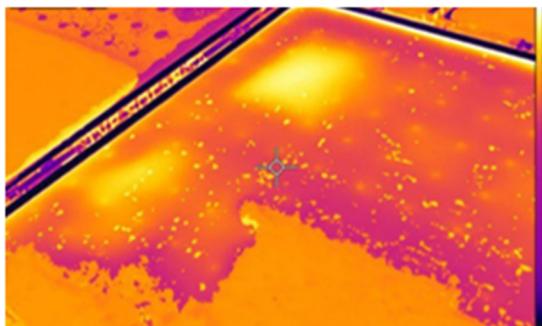


Figure 41 : Le capteur 8.7 pris sous un autre angle.

<sup>7</sup> Ce capteur sera contrôlé par l'équipe de TVP Solar SA, et, selon nécessité, substitué en garantie.

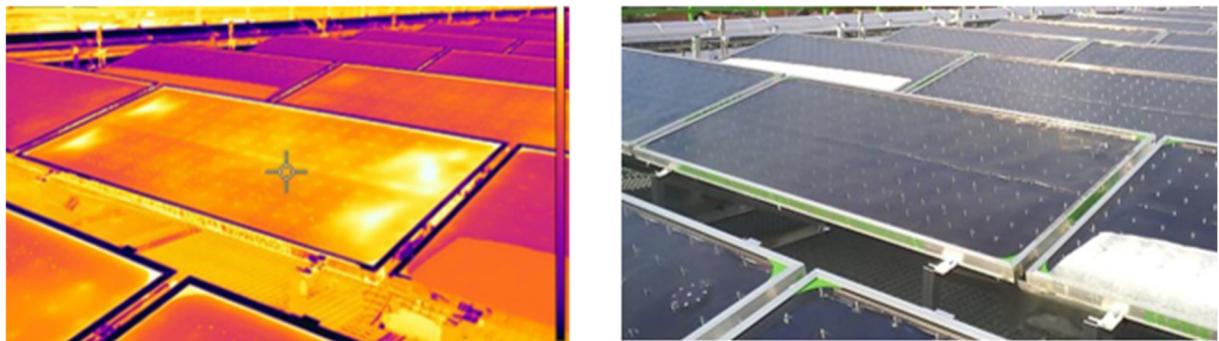


Figure 42 : Le capteur 24.7, ayant le « Spot check » blanc ressorte plus fortement à la caméra thermique que les autres capteurs. C'est aussi un des seuls capteurs à être entièrement déneigé.

À cause des incertitudes affectant l'analyse des capteurs avec uniquement la caméra thermique, la campagne de mesure suivante fut étendue avec la prise des températures en surface des collecteurs solaire via une sonde de température de surface pour permettre de quantifier précisément la différence de température entre les capteurs jugés normaux et les capteurs jugés défectueux.

La matrice présentée en Figure 43 montre l'état des collecteurs solaires thermiques de la centrale selon cette première campagne de mesure et leur position sur le champ. Elle fut utilisée pour constater l'évolution du niveau de vide dans les collecteurs du champ solaire dans le temps. Cependant, il n'est pas possible quantifier la perte de performance de la centrale liée aux incertitudes concernant les performances constatées pour 15 des 400 collecteurs du champ solaire.



Figure 43 : Matrice représentant le champ solaire et les capteurs nécessitant des mesures approfondies.

#### 4.2.2 Seconde campagne de contrôle

Une seconde campagne de contrôle a été effectuée en février et mars 2022. Comme envisagé suite à la première campagne de contrôle, une mesure via une sonde de température de surface a été incluse dans la méthodologie de contrôle pour permettre de détecter une éventuelle déviance du capteur solaire des performances annoncées. Le protocole suivi lors de cette campagne de mesure a été le suivant :

- Contrôle du spot Check à proximité de la pompe getter pour l'ensemble des capteurs solaires du champ ;
- Détection qualitative des capteurs solaires douteux à l'aide d'une caméra thermique ;



- Prise de photos thermiques en face avant et arrière des panneaux présentant une anomalie thermique ;
- Mesure par contact des températures de surface en face avant et arrière pour les capteurs solaires douteux ainsi que pour le premier et le dernier capteur solaire de la rangée où est situé le capteur potentiellement défaillant. Ces deux dernières mesures sont utilisées comme référence à comparer avec la température de surface du capteur douteux.

Il existe une certaine disparité concernant la température de surface des capteurs, comme le montre la Figure 44. Pour augmenter la précision du contrôle avec la sonde de température de surface, 9 points de mesures ont été pris sur la face avant et 2 points de mesures sur la face arrière (voir la Figure 45 pour l'emplacement des points de mesures en face avant).

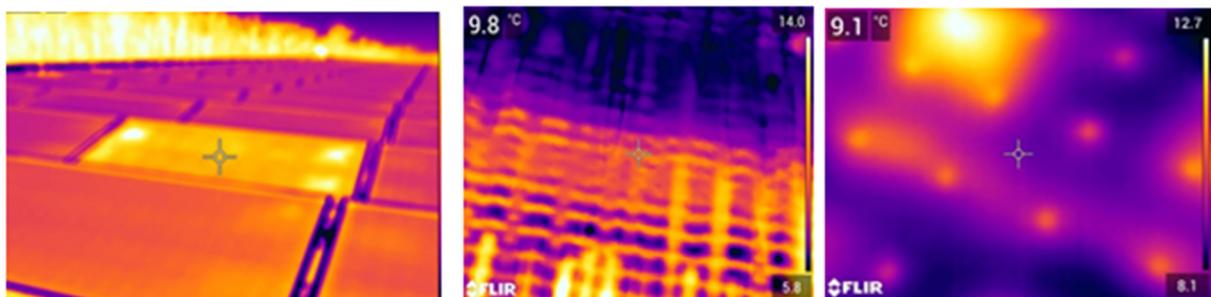


Figure 44 : Prise de photo à la caméra thermique avec respectivement une vue globale, une vue zoomée sur la surface avant du capteur solaire et une vue zoomée sur la face arrière du capteur solaire (panneau numéro 3 de la ligne 22).

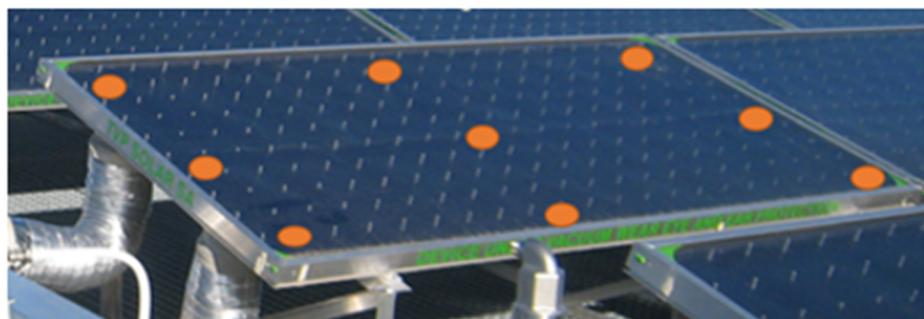


Figure 45 : Emplacement des prises de mesures pour la face avant avec la sonde de température de surface

Les deux dernières campagnes de contrôle ont été menés sous un ciel parfaitement dégagé, ce qui a permis d'avoir une irradiance globale stable d'environ 700-750 W/m<sup>2</sup>, et le champ solaire à une température d'environ 84°C pendant l'injection de la chaleur dans le CAD. Cette campagne de contrôle a permis de tirer les conclusions suivantes :

- la mesure des températures à la caméra thermique est rendue très difficile par l'incertitude existante sur les propriétés d'émissivité et réflectivité des matériaux et elle est donc à considérer d'ordre qualitatif ;

8 capteurs solaires semblent présenter une anomalie thermique (Tableau 17).

Pour chacun des panneaux repérés dans le Tableau 17, une comparaison de température a été faite avec le panneau de début de la ligne correspondante et le panneau de fin de ligne pour déterminer une éventuelle déviation par rapport aux valeurs typiques dans la différence de température entre la surface des panneaux et l'air ambiant. La Figure 46 et la Figure 47 montrent un écart significatif entre les panneaux où il y a une anomalie thermique et les panneaux de début et fin de rangée (entre 2 et 4°C). Cette différence de température, comparable pour la face avant et pour la face arrière d'un même collecteur, est indicative du fait que le capteur en étude est caractérisé par des déperditions thermiques plus importantes de celles prévisibles sur la base du certificat Solar-Keymark.



### Température en face avant

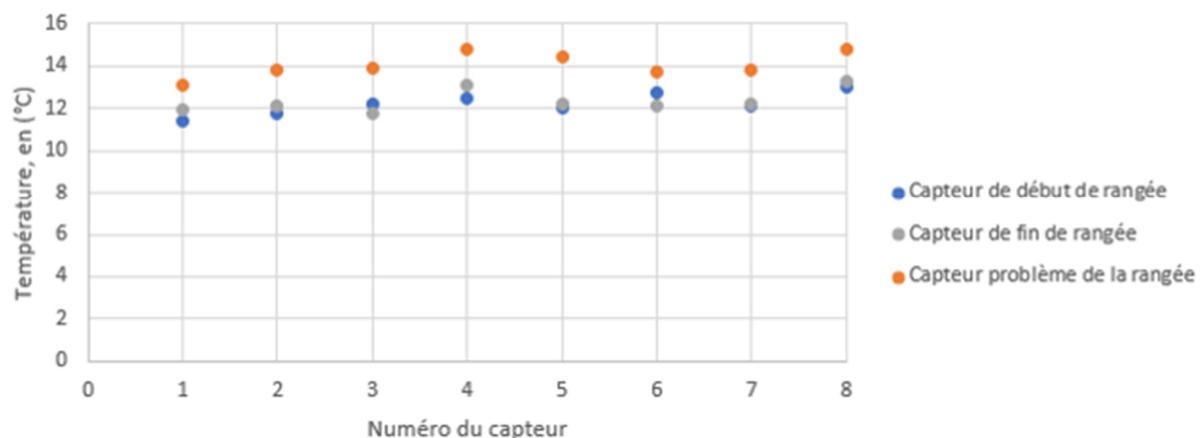


Figure 46 : Comparaison entre la température de face avant d'un capteur ayant une anomalie thermique et la température de face avant des capteurs de début et de fin de la rangée correspondante.

### Température en face arrière

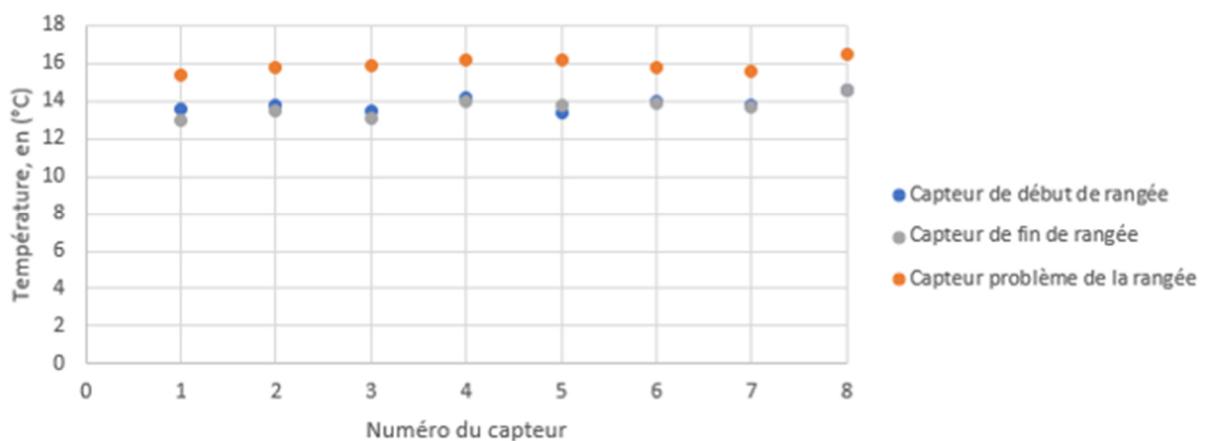


Figure 47 : Comparaison entre la température de face arrière d'un capteur ayant une anomalie thermique et la température de face arrière des capteurs de début et de fin de la rangée correspondante.

Numéro de Capteur	Ligne	Emplacement sur la ligne
N°1	8	7
N°2	20	2
N°3	22	6
N°4	24	7
N°5	30	6
N°6	35	3
N°7	42	7
N°8	48	5

Tableau 17 : Liste de capteurs solaires présentant des anomalies dans les valeurs de température de surface enregistrées

Au final, en comparaison avec les résultats de la première campagne de contrôle montrés en Figure 43, le nombre des panneaux présentant des déperditions thermiques anormales a été réduit à la liste



présentée en Tableau 17 avec le rajout des panneaux des lignes 20 et 22. Pour les autres panneaux douteux lors de la première campagne de contrôle, mais non-présents dans la liste du Tableau 17, aucune anomalie thermique significative n'a été relevée par la mesure de la température de surface et donc ils sont à considérer comme fonctionnant correctement.

Selon le contrôle de l'état du Spot Check, enfin, seulement 2 panneaux semblent avoir un vide compromis. L'un des deux fait partie des 8 panneaux concernés par une anomalie thermique (position 5 de la ligne 48). En revanche, le panneau situé à la position 2 de la ligne 47 ne présente pas d'anomalies thermiques. Le problème provient probablement de la qualité de fabrication de la pastille getter, élément sensible du Spot Check, qui a été adoptée pour monitorer la qualité du vide des collecteurs solaires thermiques. TVP Solar SA a mené une analyse approfondie de cette problématique au cours de l'année 2022.

#### 4.2.3 Campagne de contrôle 2023

Une troisième campagne de contrôle a été effectuée en Mai 2023. Comme envisagé pour la deuxième campagne de contrôle, une mesure via une sonde de température de surface a été incluse dans la méthodologie de contrôle pour permettre de détecter une éventuelle déviance des collecteurs solaires de performances annoncées. Cependant, suite à une intervention de maintenance de TVP Solar, un total de 14 collecteurs a dû être substituée pour des questions liées à une amélioration hydraulique du produit (seulement 4 à cause de performances inférieures aux attentes). En croisant les informations contenues dans Tableau 17 avec les informations reçues du fabricant, on peut conclure que seulement les collecteurs solaires N.4 et N.8 dans la liste affichée ont été changés.

Tableau 18 : Liste des collecteurs considérées ayant une altération significative des pertes thermiques.

Numéro de Capteur	Ligne	Emplacement sur la ligne
N°1	8	7
N°2	20	2
N°3	22	6
N°4	23	1
N°5	30	6
N°6	35	3
N°7	46	4

Selon cette nouvelle campagne de contrôle et la mesure des températures de surfaces, les panneaux présentant des altérations de l'isolation thermique par rapport aux collecteurs avoisinants sont décrits dans le Tableau 18 et les résultats affichés en Figure 48. Même si des conclusions sur l'état du vide de ces capteurs ne peuvent pas être tirées, le fait que les collecteurs en question affichent une température de surface significativement plus élevée que les autres amène à soupçonner que leur performance n'est pas conforme à la certification Solar Keymark.

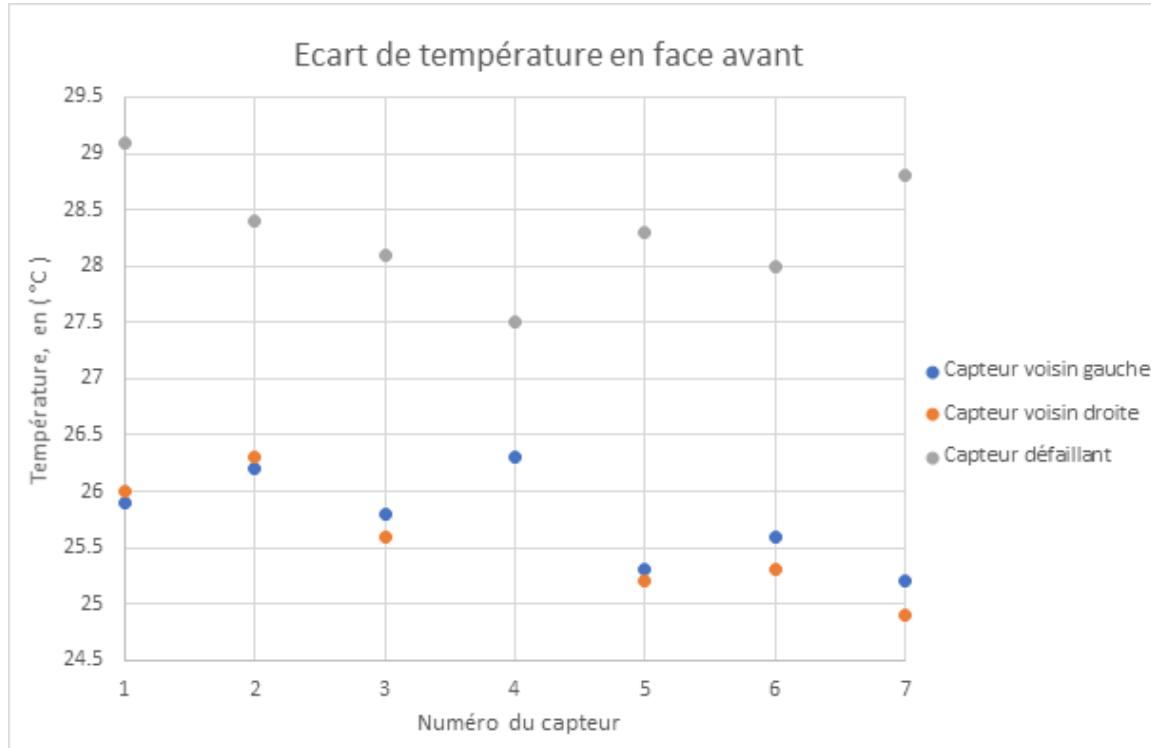


Figure 48 : Ecart de température en face avant des collecteurs suspectes par rapport à celle des collecteurs voisins.

### 4.3 Suivi des performances énergétiques de la centrale solaire thermique

Les activités de suivi de la performance de la centrale ont été réalisées sur plusieurs années. Dans ce chapitre, les résultats des ICP les plus importants sur chaque période sont montrés pour obtenir une vision de l'évolution des performances de la centrale.

#### 4.3.1 Conditions climatiques

##### a) Température de l'air externe (moyenne horaire)

La Figure 49 montre les moyennes de la température de l'air extérieure sur le champ solaire de la centrale SOLARCADII.  $T_{Day}$  est la température moyenne enregistrée pendant le fonctionnement de la centrale, tandis que  $T_{air\_SIG}$  est la température moyenne enregistrée sur les 24 heures de la journée correspondante.

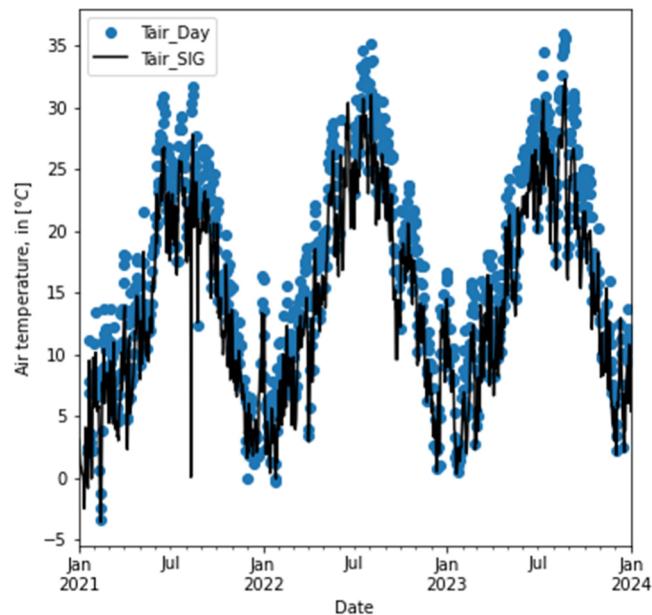


Figure 49 : Température de l'air extérieure selon la moyenne calculée sur les heures de fonctionnement ( $Tair\_Day$ ) ou sur les 24 heures d'une journée ( $Tair\_SIG$ ).

Le Tableau 19 récapitule les valeurs maximales et minimales des deux mesures montrées en Figure 49 pour chaque année entre 2021 et 2023.

Tableau 19: Valeurs max / min et moyens journalières de la température extérieure :  $Tair\_Day$  est la température moyenne pendant le fonctionnement de la centrale, tandis que la  $Tair\_SIG$  est la température moyenne de toute la journée (y.c. la nuit).

Année	2021	2022	2023
Min $T_{air}$ , en [°C]	-3.5	-0.1	0.3
Max $T_{air}$ , en [°C]	27.8	31	32.3
Min $T_{air,day}$ , en [°C]	-3.4	-0.3	0.5
Max $T_{air,day}$ , en [°C]	31.6	35.1	36

#### b) Humidité de l'air ambiant

La Figure 50 montre les moyennes de l'humidité de l'air extérieur sur le champ solaire de la centrale SOLARCADII.  $RU\_Day$  est l'humidité moyenne enregistrée pendant le fonctionnement de la centrale, tandis que  $RU\_air$  est l'humidité moyenne enregistrée sur les 24 heures de la journée correspondante.

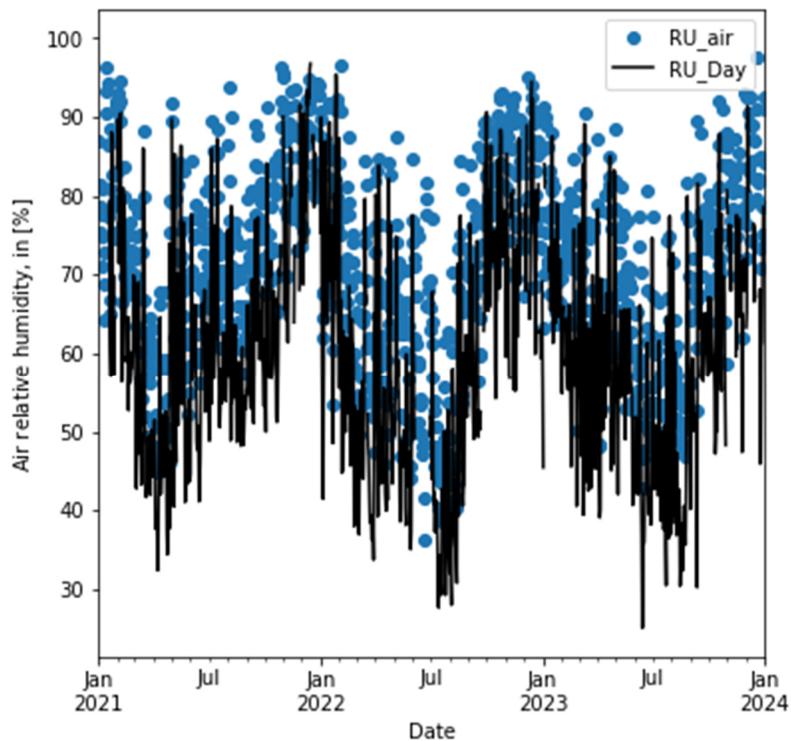


Figure 50 : Humidité de l'air extérieure selon la moyenne calculée sur les heures de fonctionnement (*RU\_Day*) ou sur les 24 heures d'une journée (*RU\_air*).

Le Tableau 20 récapitule les valeurs maximales et minimales des deux mesures montrées en Figure 50 pour chaque année entre 2021 et 2023.

Tableau 20 : Valeurs max / min et moyens journalières de l'humidité extérieure : *RU\_Day* est l'humidité relative moyenne pendant le fonctionnement de la centrale, tandis que la *RU\_air* est l'humidité moyenne de toute la journée (y.c. la nuit).

Année	2021	2022	2023
Min RUair ,en [%]	45	36	42
Max RUair ,en [%]	96	96	98
Min RUair,day ,en [%]	32	28	35
Max RUair, day ,en [%]	96	95	99

### c) Irradiance incidente diffuse et globale

La Figure 51 montre, pour les années de suivi de performance de la centrale, la variation de l'irradiation mensuel due à l'irradiance globale et diffuse sur le plan des capteurs, tandis que le Tableau 21 affiche les valeurs moyennes annuelles totales ou spécifiques (c'est-à-dire, rapportés à la surface d'ouverture du champ solaire).

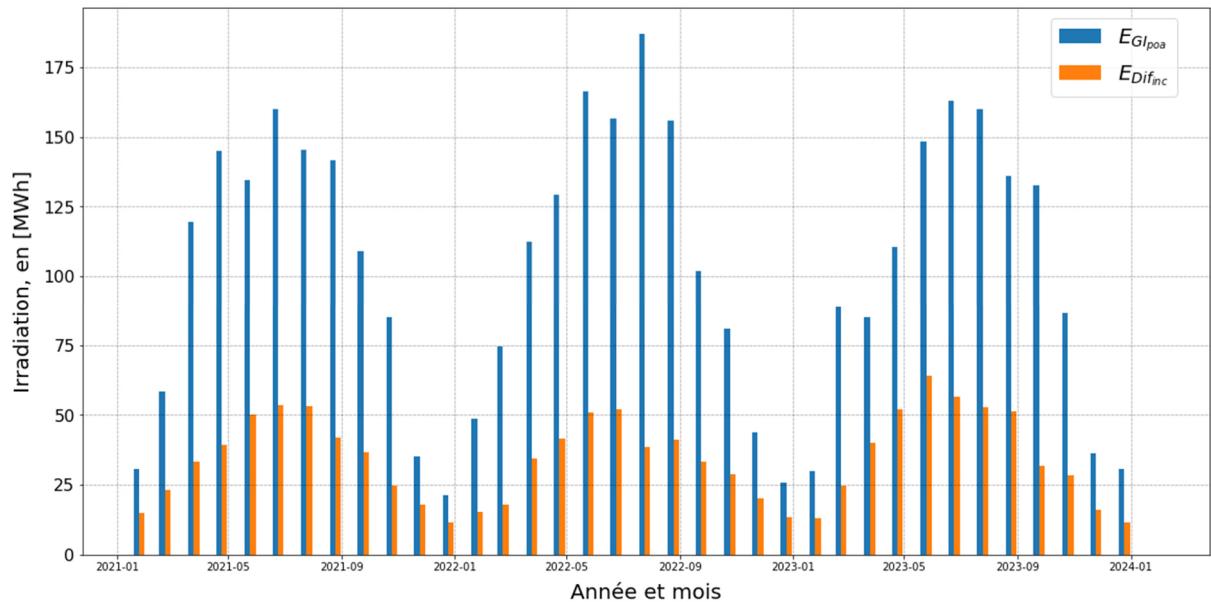


Figure 51 : Irradiation mensuelle due à l'irradiance globale et diffuse sur le plan des capteurs pour les années 2021, 2022 et 2023.

Tableau 21 : Valeurs d'irradiation globale et diffuse sur le plan des capteurs pour les années 2021, 2022 et 2023

Année	2021	2022	2023
Irradiation globale incidente totale, en [MWh]	1185.8	1282.8	1207.9
Irradiation globale incidente spécifique, en [kWh/m <sup>2</sup> ]	1512	1636	1540.7
Irradiation diffuse incidente totale, en [MWh]	400	388	442
Irradiation diffuse incidente spécifique, en [kWh/m <sup>2</sup> ]	510	495	563

#### 4.3.2 Évolution des énergies et durée de fonctionnement

##### a) Energie incidente et injecté dans le CAD

La Figure 52 montre, pour les années de suivi de performance de la centrale, la variation de l'irradiation globale sur le plan des capteurs et de l'énergie thermique injecté dans le réseau CAD, tandis que le Tableau 22 affiche les valeurs moyens annuels totaux ou spécifiques (c'est-à-dire, rapportés à la surface d'ouverture du champ solaire). En 2022, le réseau CAD adjacent la centrale a dû être mis à l'arrêt pour des opérations de maintenance qui ont perdurées pendant tout le mois de Juin. Pour cette raison, la valeur d'énergie solaire injectée pendant ce mois a été estimée sur la base de la régression de l'énergie récoltée par la centrale sur l'énergie globale incidente sur le plan des capteurs.

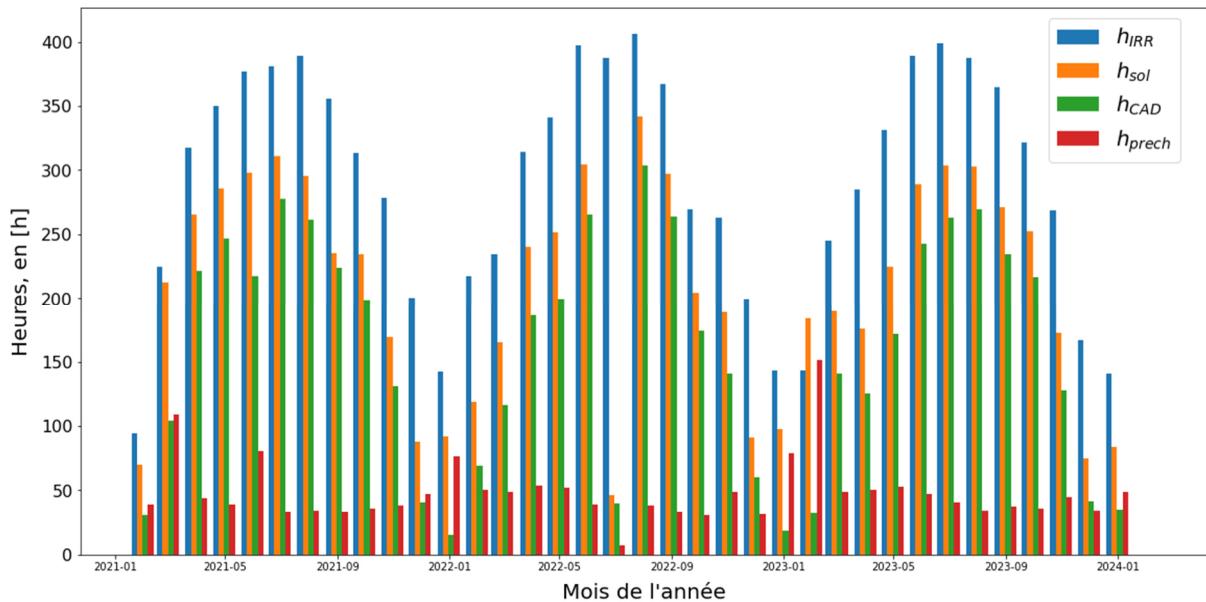


Figure 52 : Comparaison entre l'irradiation incidente sur le plan des capteurs et l'énergie injecté dans le CAD.

Tableau 22 : Valeurs annuels d'irradiation incidente globale et de l'énergie injectée dans le CAD par la centrale solaire SOLARCADII

Année	2021	2022 (Juin extrapolé)	2023
E_GI_poa, en [MWh]	1185	1283	1208
E_GI_poa, en [kWh/m <sup>2</sup> ]	1512	1636	1540
E_CAD, en [MWh]	528	580	511
E_CAD, en [kWh/m <sup>2</sup> ]	673	740	651

### b) Heures de fonctionnement

Les heures de fonctionnement de la centrale dépendant directement de la stratégie de régulation sont décrites par le Tableau 23 sur l'ensemble de la période de 2021 à 2023.

Tableau 23 : Valeurs totaux des heures de fonctionnement par année et par type de fonctionnement.

Année	2021	2022 (hors juin)	2023
Heure d'ensoleillement (GI_poa > 50 W/m <sup>2</sup> ), en [h]	3423	3539	957
Heure en préchauffage, en [h]	609	511	300
Heure de production, en [h]	1967	1835	443
Durée totale de dégivrage CAD, en [h]	22	19	8
Durée totale de dégivrage du circuit solaire, en [h]	148	79	117

#### 4.3.3 Évolution des ICPs techniques

Les ICP ont été calculés pour chaque année de suivi pour permettre d'évaluer l'évolution de la performance de la centrale, monitorer son comportement et donner une perspective sur la durabilité de la technologie.

Le Tableau 24 montre les ICP calculés pour 2021, 2022 et 2023. En observant l'efficacité de la centrale, il peut être conclu que les performances de la centrale ont été très stables pendant cette



période de monitorage, attestant l'absence de problèmes majeurs aux capteurs sous-vide ou au système de contrôle et régulation de la centrale.

Tableau 24 : Evolution des ICP pendant la période de suivi

Dénomination	2021	2022	2023
$E_{GI,inc}$ par unité de surface d'ouverture, en [kWh/m <sup>2</sup> /an]	1512	1636	1541
$E_{GHI}$ par unité de surface d'ouverture, en [kWh/m <sup>2</sup> /an]	1379	1491	1398
$E_{CAD}$ par unité de surface d'ouverture, en [kWh/m <sup>2</sup> /an]	673	740	664
$E_{CAD}$ normalisée, en [MWh/an] (@GHI <sub>ref</sub> : 1200 kWh/m <sup>2</sup> /an)	465	466	437
Rendement de la centrale, $\eta_{tot}$ , en [%]	44.5	45	45
Rendement du champ solaire, $\eta_{sol}$ , en [%]	44.7	45.2	45.2
Disponibilité de la centrale $A_{cen}$ , en [%]	57	52	55
COP <sub>sol</sub> , en [(kWh) <sub>th</sub> /(kWh) <sub>e</sub> ]	53	54	52
COP <sub>tot</sub> , en [(kWh) <sub>th</sub> /(kWh) <sub>e</sub> ]	31	31	30

#### 4.4 Validation des modèles numériques de la centrale solaire SOLARCADII

Les modèles numériques de la centrale SOLARCADII développés sous Polysun et TRNSYS ont été comparés aux mesures pour les valider. La méthodologie de comparaison décrite à l'Annexe IV au chapitre 11.4 a été appliquée aux résultats des simulations numériques basées sur les mêmes valeurs d'entrée ici décrites. Enfin, les prédictions des modèles ont été comparées quantitativement aux mesures à l'aide d'une série de ICPs afin de tirer des conclusions sur leur capacité à reproduire le comportement réel de l'installation.

##### 4.4.1 Données d'input de référence pour la validation

Pour valider les deux modèles numériques, les résultats des simulations doivent être comparés aux mesures enregistrées sur la centrale SOLARCADII pendant une période d'une année au minimum. Cependant, certaines données expérimentales n'ont pas pu être enregistrées lors de périodes de défaillance du système d'acquisition (du 01.01.2021 au 01.06.2021) ou lors de périodes de manutention, comme l'arrêt du CAD durant tout le mois de Juin 2022 et les opérations de maintenance opérées à la fin de l'été cette même année. En conséquence, seule la période allant du 06.06.2021 jusqu'au 05.06.2022 inclus a été prise comme référence pour la validation. Les fichiers d'entrée des deux logiciels utilisés ont été élaborés à partir des mesures suivantes :

- irradiance globale et diffuse sur le plan horizontal et irradiance à grande longueur d'onde (GHI, DHI et LWI);
- température et humidité de l'air ( $T_{air}$  et  $H_{air}$ );
- pression atmosphérique ( $p_{atm}$ );
- vitesse et direction du vent ( $V_v$  et  $Dir_v$ );
- température du CAD à l'entrée de la centrale ( $T_{s\_r\_ech}$ ).

D'autres paramètres de contrôle, comme l'irradiance seuil d'enclenchement de la circulation (fixée jusqu'ici à 200 W/m<sup>2</sup>) ou la température d'enclenchement de la production solaire (ou d'ouverture de la vanne trois-voie, fixée à 80°C) ont été implémentés directement dans les deux modèles.

L'échantillonnage des données d'entrée adoptée a été de 60 minutes pour Polysun et de 1 et 15 minutes pour TRNSYS.



### a) Filtrage basique des données pour la validation des modèles

Pour limiter les incertitudes affectant les mesures à certaines périodes de la journée (par exemple, au lever et au coucher du soleil), il est important d'imposer des restrictions sur les conditions de fonctionnement pour lesquelles la comparaison entre mesures et modèles dynamiques est pertinente. En effet, il est utile de filtrer les données d'entrée en fonction de la hauteur solaire afin d'éviter des effets hautement non linéaires et qui serait ainsi mal simulés les modèles implémentés, par exemple en limitant la validation aux périodes où la hauteur solaire est d'au moins 5° au-dessus de l'horizon.

### b) Filtrage de donnée selon la ISO24194 et identification des dérives

Un niveau de filtration supplémentaire, beaucoup plus rigoureux cette fois-ci, peut être appliqué en suivant les recommandations de la norme ISO 24194:2022 [27]. Ce filtrage permet de comparer les modèles et les mesures dans des conditions de fonctionnement pour lesquelles les modèles de performance standardisés sont considérés comme valides. En particulier, les intervalles de données utilisés pour la validation peuvent être sélectionnés selon les limites présentées dans le Tableau 25 : et préconisées par la norme ISO 24194. Les résultats d'une telle comparaison, bien que réalisés sur des intervalles de données restreints mais hautement qualifiés, permettent de suivre directement la performance du champ solaire et de la comparer aux performances attendues selon les certificats officiels, tels que le rapport d'essai émis dans le cadre de la labellisation Solar Keymark.

Il est important de noter que les modèles utilisés pour évaluer les performances d'un panneau solaire certifié ne sont valides que dans des intervalles de mesures relativement stricts. Bien que les modèles numériques puissent montrer une bonne concordance en dehors de ces intervalles, leur validité n'est pas garantie dans ces conditions [27]. Cette méthodologie de filtrage des données expérimentales est spécifiquement utilisée pour valider les performances d'un champ solaire thermique par rapport à celles d'un collecteur mesuré dans le cadre de la certification Solar Keymark. Une analyse de cette méthode de filtration, ainsi qu'une comparaison avec les mesures, a été menée dans le cadre du projet Harvest IT de la tâche 68 de l'IEA-SHC ("Efficient Solar District Heating Systems - considering higher temperatures and digitalization measures").

Tableau 25 : conditions requises pour valider les performances thermiques d'un champ solaire thermique suivant la norme ISO 24194:2022.

Conditions opérationnels	Limite	Commentaire
Ombres	Absents	
Changement de la température moyenne du champ	< 5 K/h	Pour limiter les changements rapides de températures du champ solaire.
Température ambiant	>= 5°C	Pour éviter neige, verglas et condensation sur les senseurs.
Vitesse du vent	< 10 m/s	Elle doit être mesurée pour qu'elle soit représentative du vent 1 à 3 m en dessus des points le plus hauts des collecteurs.
Irradiance directe	> 600 W/m <sup>2</sup>	

### c) Valeurs opérationnelles de référence

Pour que les modèles soient conformes à la réalité, les données d'entrée doivent être correctes et correspondre à la réalité. En outre, les valeurs liées aux états opérationnels de la centrale doivent correspondre à celles observées en pratique. Selon la description du contrôle et de la régulation implémentés dans chaque modèle, il est nécessaire de fixer les valeurs suivantes afin de garantir que le modèle numérique fonctionne dans des conditions les plus proches de celles de la centrale SOLARCADII :

- valeur du débit circulant dans le champ solaire pendant le préchauffage après la montée en régime initial suite au démarrage de la pompe :  $14'020 \pm 1.2 \text{ l/h}$  ( $k=1$ ) ;
- valeur du débit solaire pendant l'injection :  $21'975 \pm 0.2 \text{ l/h}$  ( $k=1$ ) ;



- valeur du débit circulant dans le CAD au secondaire à régime :  $47'350 \pm 3.7$  l/h ( $k=1$ ) ;
- valeur du débit minimal dans le CAD après démarrage : 23'000 l/h.

## 4.5 Résultats des simulations et ICP de référence pour la validation

Les deux modèles numériques décrits plus haut ont été utilisés pour simuler les performances de l'installation SOLARCADII pendant la période de référence (voir point 4.4.1 plus haut). Les résultats de simulation obtenus ont été comparés aux mesures expérimentales en se focalisant sur certains des grandeurs et ICP calculées par les modèles numériques. En effet, il est possible de comparer les résultats des modèles numériques aux mesures expérimentales soit avec un échantillonnage court (inférieur à 60 minutes, par exemple) pour évaluer la simulation de la centrale en conditions dynamiques, soit avec un échantillonnage plus long pour estimer la productivité de la centrale sur une base journalière, mensuelle ou annuelle.

La comparaison des modèles et des mesures en régime dynamique vise à caractériser la réponse du champ solaire aux variations rapides des variables d'entrée et des conditions environnementales. Cela permet d'évaluer la capacité du modèle numérique à reproduire les performances de la centrale dans des conditions très changeantes. Cette comparaison modèle/mesures a été réalisée pour les températures clés de la centrale ( $T_{p\_r\_sol}$ ,  $T_{p\_a\_sol}$ ,  $T_{s\_a\_ech}$ ,  $T_{s\_r\_ech}$ ), pour les débits circulants (Débit\_sol, Débit\_ech et Débit\_CAD), ainsi que pour l'enclenchement et le déclenchement des pompes de circulation et des vannes 3 voies, en fonction des paramètres implémentés au niveau du contrôle et de la régulation. Obtenir une bonne correspondance entre mesures et simulations en conditions dynamiques permet de déterminer si le modèle est capable de capturer les variations dues à des changements soudains des conditions de fonctionnement, et s'il peut ainsi être utilisé pour optimiser le système de régulation et de contrôle de la centrale.

D'autre part, la comparaison des modèles et des mesures sur un échantillonnage d'une journée ou plus permet de quantifier la capacité des modèles numériques à prédire les performances thermiques de l'installation sur des périodes plus longues. Cette comparaison a été effectuée pour la chaleur produite à différents points de la centrale ( $E_{sol}$ ,  $E_{CAD}$ ,  $E_{IRR}$ ) et pour les ICPs les plus représentatifs (l'efficacité moyenne du champ). Elle permet de déterminer si chaque modèle numérique est capable de reproduire les performances de la centrale avec une précision suffisante pour les estimations de productivité, par exemple dans le cadre d'une étude préliminaire. Cependant, un bon accord sur les estimations journalières ne garantit pas que le même modèle soit suffisamment adapté aux études d'optimisation des opérations de la centrale.

### 4.5.1 Validation dynamique du modèle Polysun.

Les résultats de simulation du modèle Polysun décrit au paragraphe 3.4.1 ont été comparés aux mesures échantillonnées sur un pas de temps de 60 minutes pour les comparaisons dynamiques et sur un pas de temps journalier et mensuel pour les flux d'énergie et de productivité.

Dans le cadre des comparaisons dynamiques, il a été choisi de se focaliser sur deux journées-types avec ciel dégagé, une en été et une en mi-saison pour valider le modèle dans des conditions de température extérieure différentes, et pour une journée-type avec beaucoup de passage nuageux pour estimer si le modèle est capable de répondre aux changements rapides de conditions extérieures.

Quant aux comparaisons des ICPs et des flux d'énergies, ils ont été menés sur toute la période de référence.

#### a. Journée dégagée en période de mi-saison.

La Figure 53 montre la comparaison entre les profils des températures, débits et irradiances pour le 04.03.2021, journée sans nuage avec des températures d'air extérieures entre  $-3^{\circ}\text{C}$  à 6:00 et  $8^{\circ}\text{C}$  au meilleur de la journée.

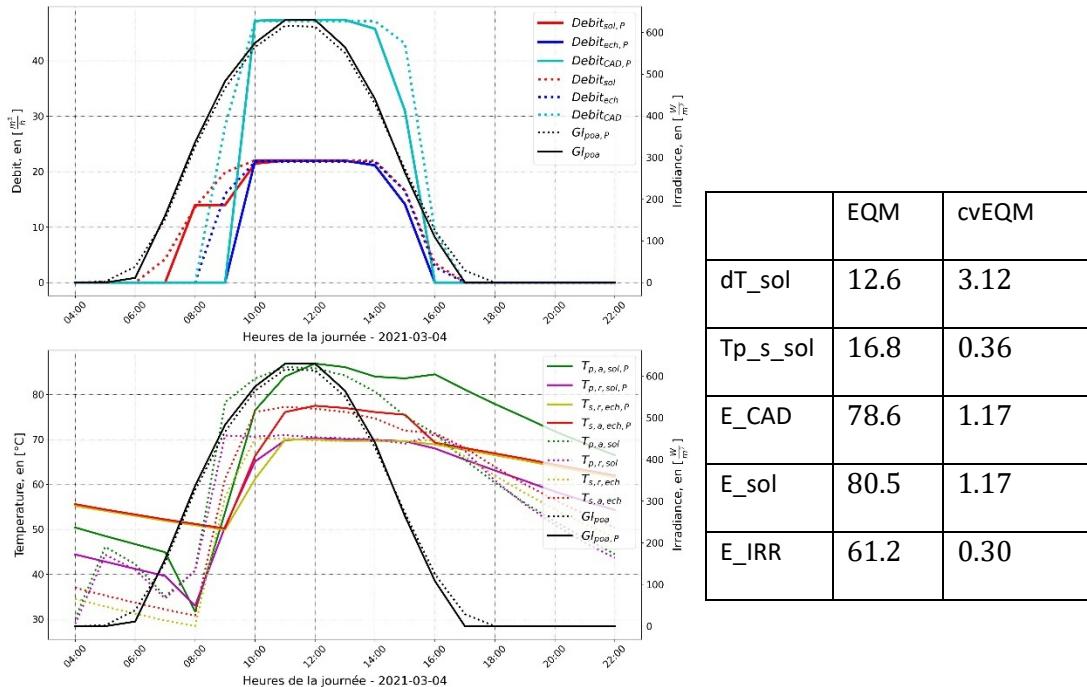
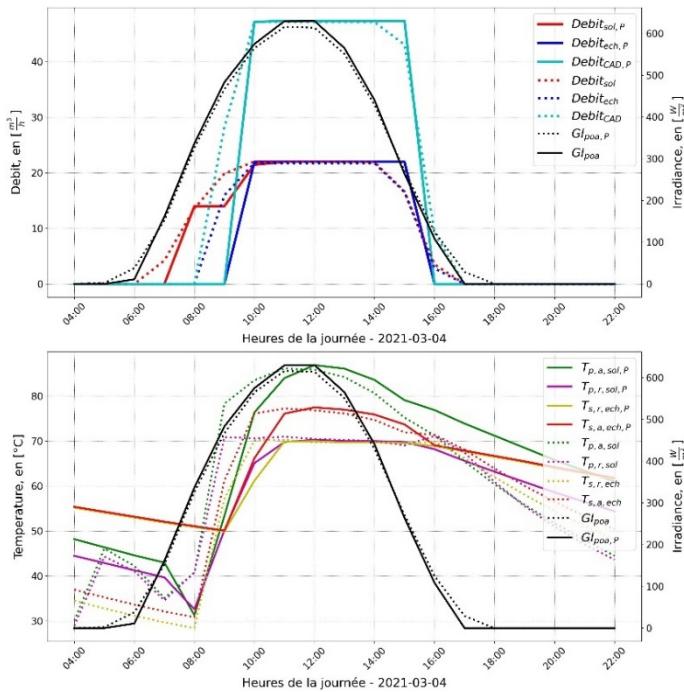


Figure 53: Comparaison dynamique entre le modèle Polysun et les mesures avec un échantillonnage de 1h pour la journée du 04.03.2021. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

Selon ce graphique, la correspondance entre les mesures et les simulations sur une base horaire n'est pas satisfaisant. Le coefficient de variation de l'erreur quadratique moyenne (cvEQM) pour la production de la centrale (E\_CAD) est d'environ 80%, ce qui indique un faible degré de correspondance.

En particulier, on observe que les débits ne correspondent pas, sauf en régime de production, lorsqu'ils atteignent leur valeur maximale. Dans le cas de la régulation en fin de journée, cette différence pourrait s'expliquer par le fait que la régulation implémentée dans Polysun dépend de la température de sortie du champ solaire, tandis que dans la réalité, elle est régie par l'irradiance incidente. Cependant, pour l'enclenchement de la circulation solaire au dépassement du seuil d'irradiance en début de journée, la différence semble provenir d'un retard dans l'application des consignes de régulation : le démarrage des pompes solaires intervient avec un décalage par rapport à la réalité, bien que l'algorithme de contrôle du préchauffage soit simple et correctement modélisé.

Il en ressort que la modélisation avec un pas de temps d'une heure ne parvient pas à reproduire fidèlement les variations dynamiques observées. En effet, avec une irradiance d'entrée échantillonnée toutes les heures (le seul type d'échantillonnage météorologique disponible dans la version Designer de Polysun), les actions de régulation présentent systématiquement un retard par rapport aux conditions réelles. La Figure 54 montre les profils temporels des principaux paramètres ainsi que les valeurs des ICPs de comparaison pour les simulations et les mesures prises le 04.03.2022, sans tenir compte de la régulation du débit après le début de l'injection dans le CAD. Lorsque la vanne trois voies s'ouvre pour injecter de l'énergie sur le CAD, les débits imposés sur la cotée CAD et coté solaire atteignent systématiquement leur valeur maximale. Dans ce contexte, les profils montrent un meilleur accord, mais les ICPs de comparaison restent pratiquement inchangés.



	EQM	cvEQM
dT_sol	5.10	1.26
Tp_s_sol	14.01	0.30
E_CAD	78.58	1.17
E_sol	78.57	1.14
E_IRR	61.23	0.30

Figure 54: Comparaison dynamique entre le modèle Polysun et les mesures avec un échantillonnage de 1h pour la journée du 04.03.2022 sans débit variable pendant l'injection. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

Pour vérifier cette hypothèse, la stratégie de contrôle et commande des pompes dépendant des valeurs cibles (irradiance seuil, control PID de la pompe ou température d'ouverture de la vanne trois-voie) a été simplifiée au maximum et les simulations ont été mises à jour.

À noter que la différence entre l'irradiance simulée et mesurée est due au fait que Polysun accepte des fichiers météo avec un échantillonnage de 1 heure et que l'irradiance est introduite comme irradiance mesurée sur le plan horizontal. Le logiciel reconstruit l'irradiance directe et diffuse incidente sur la surface des capteurs à travers des algorithmes de calcul qui ont une certaine approximation par rapport à la réalité.

#### b. Journée dégagée en période estivale.

La Figure 55 et la Figure 56, respectivement avec et sans implémentation de la régulation, montrent la comparaison entre les profils de températures, de débits et d'irradiances pour la journée du 16.06.2021, journée sans nuage avec des températures extérieures entre 18.5°C à 4:00 et 33°C au meilleur de la journée.

La concordance entre les profils mesurés et simulés est meilleure lorsque le contrôle du débit variable n'est pas appliqué pendant la production. Cependant, les ICPs de comparaison ne montrent pas de variations significatives entre les deux stratégies de contrôle du débit.

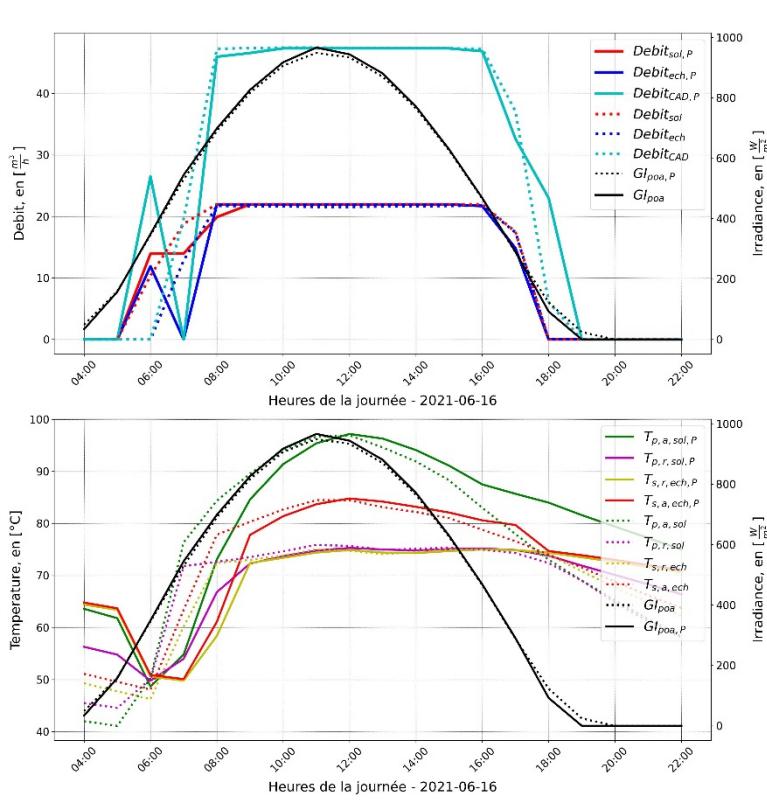


Figure 55 : Comparaison dynamique entre le modèle Polysun et les mesures avec un échantillonnage de 1h pour la journée du 16.06.2022 avec débit variable pendant l'injection. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

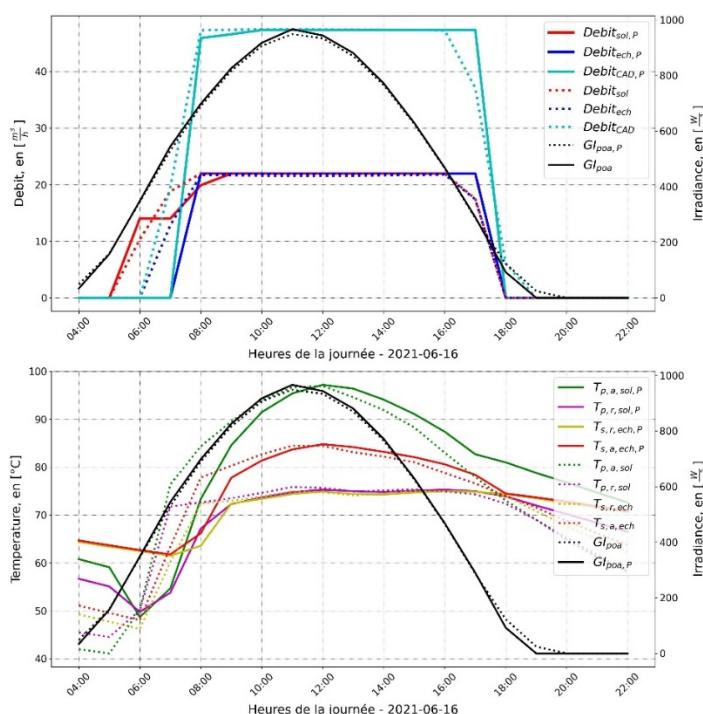


Figure 56: Comparaison dynamique entre le modèle Polysun et les mesures à un échantillonnage de 1h pour la journée du 16.06.2022 avec débit fixe pendant l'injection. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

### c. Journée partiellement couverte en période estivale



La Figure 57 montre la comparaison entre les profils de températures, de débits et d'irradiances pour la journée du 12.07.2021, journée partiellement ensoleillée avec des passages nuageux et avec des températures extérieures entre 16.5°C à 1:00 et 28°C au meilleur de la journée.

Les simulations et les mesures semblent être de moins en moins en accord lorsque les conditions d'ensoleillement sont variables. Dans ce cas aussi, la version sans implémentation de débit variable (Figure 58) pendant l'injection présente une meilleure similitude avec les données de monitoring. Cependant, les ICP de comparaison concernant les flux d'énergies indiquent un accord plus faible pour la version à débit constant.

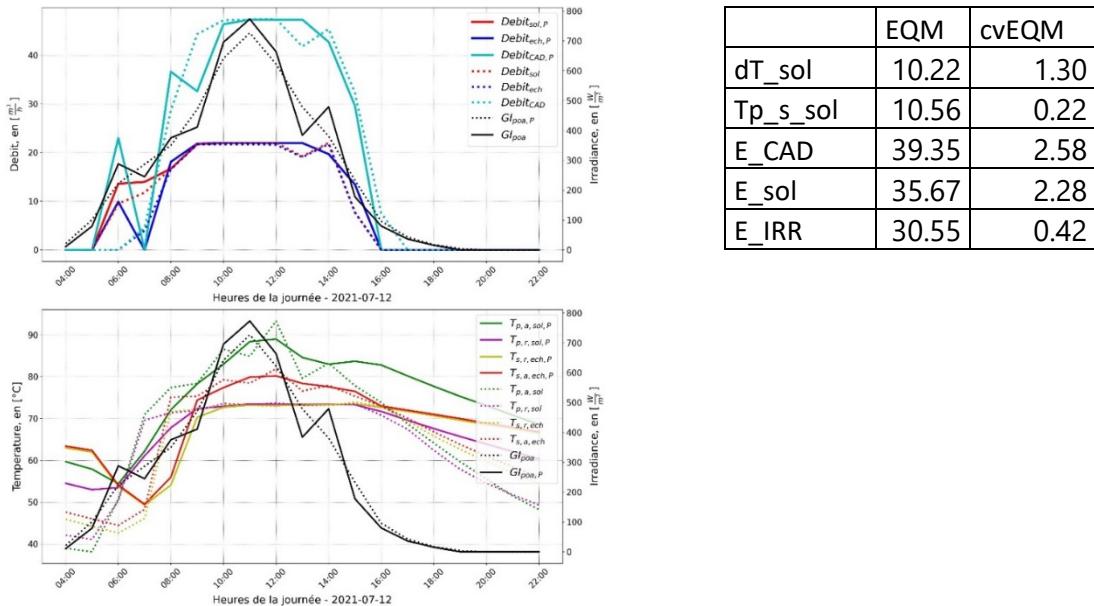


Figure 57: Comparaison dynamique entre le modèle Polysun et les mesures avec un échantillonnage de 1h pour la journée du 12.07.2022 avec débit variable pendant l'injection. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

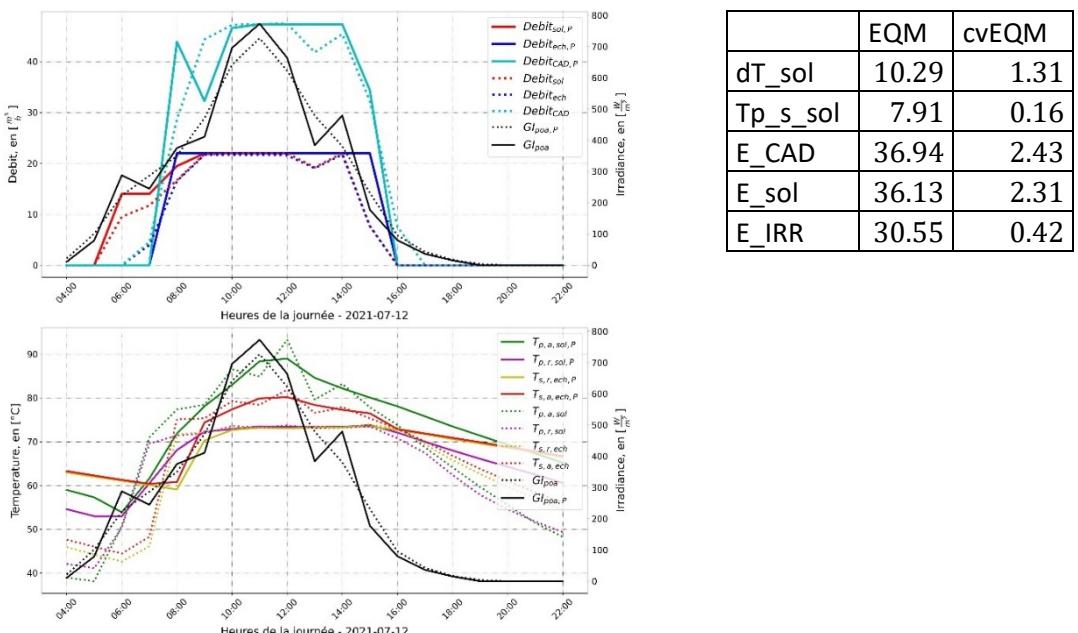


Figure 58: Comparaison dynamique entre le modèle Polysun et les mesures avec un échantillonnage de 1h pour la journée du 12.07.2022 avec débit fixe pendant l'injection. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

#### 4.5.2 Validation dynamique du modèle TRNSYS.



Étant donné le manque d'accord entre simulations et mesures pour des pas de temps de 1 heure dans le cas de Polysun, il a été décidé d'adopter un pas de temps de 1 minute pour les simulations TRNSYS. En effet, les données de mesure ont été acquises depuis le début d'Août 2021 avec une fréquence de 1 donnée chaque minute, tandis qu'auparavant les données étaient enregistrées chaque 10 minutes.

Afin de quantifier la capacité du modèle TRNSYS à reproduire les conditions de fonctionnement et les performances de l'installation, des comparaisons ont été effectuées entre les résultats du modèle numérique et les mesures pour des journées avec ciel dégagé et des journées nuageuses (conditions d'opération fluctuantes). Comme pour le modèle Polysun, deux modes de régulation du débit du champ solaire ont été testés : (1) régulation du débit pour stabiliser la température de sortie du champ solaire à 85°C et (2) débit maximal dans la boucle solaire dès que l'installation est en mode production (22 m3/h sur la boucle solaire et 47 m3/h côté CAD).

a. Journée dégagée en période de mi-saison.

La Figure 59 et la Figure 60 montrent la comparaison entre les résultats des simulations TRNSYS et les mesures, avec et sans régulation du débit pour le 04.03.2021, journée sans nuage avec des températures d'air extérieures entre -3°C à 6:00 et 8°C au meilleur de la journée. Selon ces deux graphiques, la concordance entre les mesures et les simulations pour un pas de temps de 1 minute est très bonne. Cependant, les ICPs de comparaison, affichées à droite des graphiques des profils dans les figures, indiquent que la version avec implémentation de la régulation est meilleure.

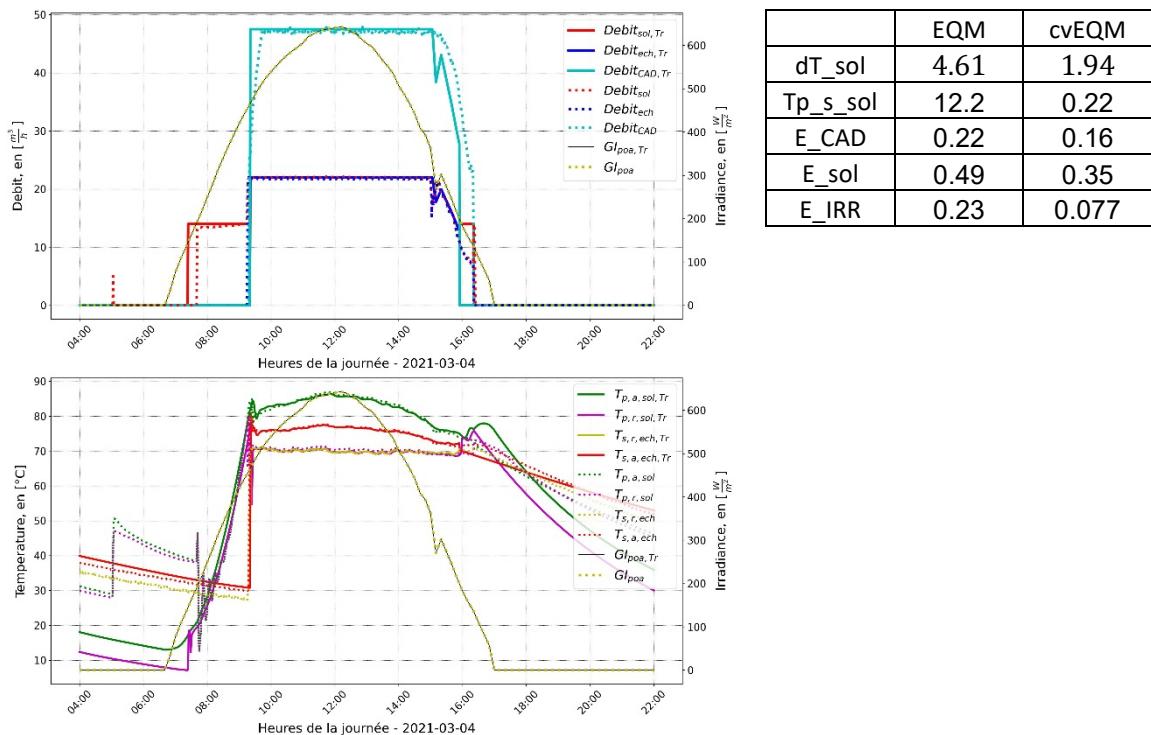


Figure 59 : Comparaison dynamique entre le modèle TRNSYS et les mesures avec un échantillonnage de 1 min pour la journée du 04.03.2022 avec débit variable pendant l'injection. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

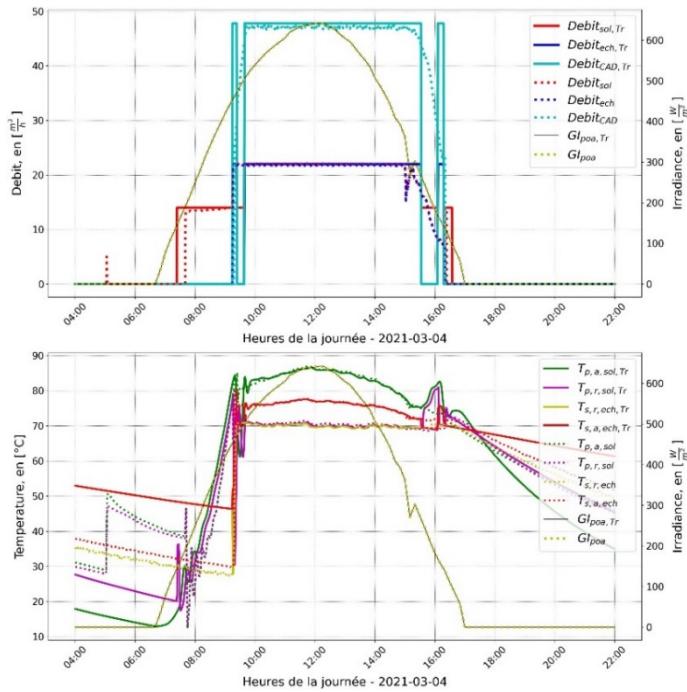
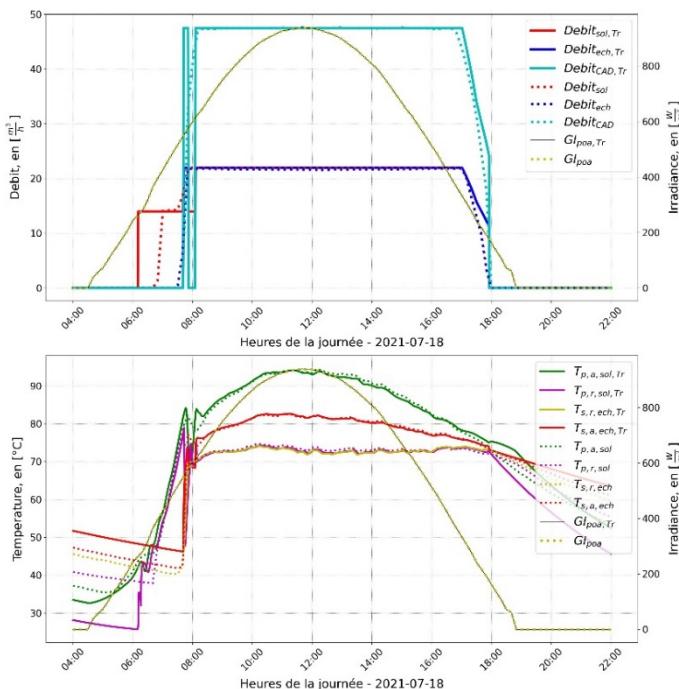


Figure 60: Comparaison dynamique entre le modèle TRNSYS et les mesures avec un échantillonnage de 1 min pour la journée du 04.03.2022 avec débit constant pendant l'injection. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

### b. Journée dégagée en période estivale.

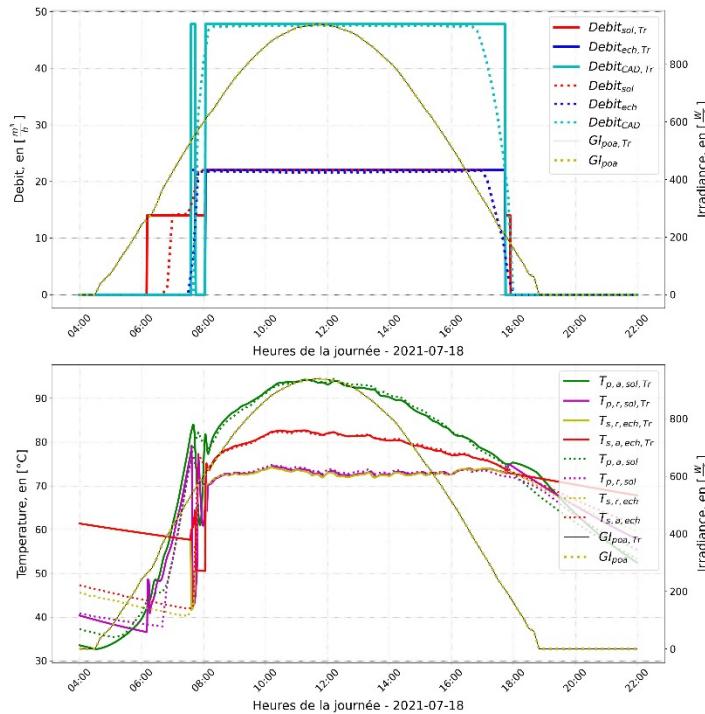
La Figure 61 et la Figure 62 montrent les profils modélisés sous TRNSYS pour la journée du 18.07.2021, avec et sans implémentation de la régulation pendant l'injection. Pour cette journée, dominée par un ciel dégagé et une température de l'air entre 20°C et 33°C au meilleur de la journée, l'implémentation de la régulation du débit sur la boucle solaire permet d'améliorer les estimations de production par rapport au cas où le débit reste constant pendant l'injection.



	EQM	cvEQM
dT_sol	6.76	1.33
Tp_s_sol	2.43	0.04
E_CAD	0.85	0.35
E_sol	0.82	0.33
E_IRR	0.23	0.05



Figure 61 : Comparaison dynamique entre le modèle TRNSYS et les mesures avec un échantillonnage de 1 min pour la journée du 18.07.2021 avec débit variable pendant l'injection. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

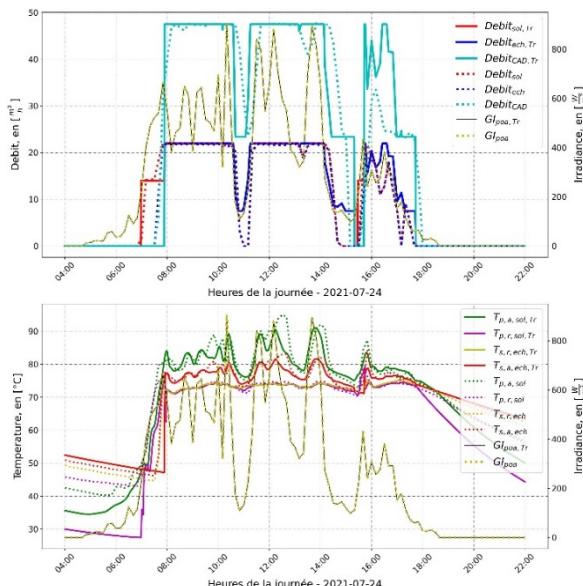


	EQM	cvEQM
dT_sol	3.83	0.75
Tp_s_sol	3.02	0.05
E_CAD	1.28	0.52
E_sol	1.15	0.47
E_IRR	0.23	0.05

Figure 62 : Comparaison dynamique entre le modèle TRNSYS et les mesures avec un échantillonnage de 1 min pour la journée du 18.07.2021 avec débit constant pendant l'injection. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

### c. Journée partiellement couverte en période estivale

Le Figure 63 et la Figure 64 montrent les profils modélisés sous TRNSYS pour la journée du 24.07.2021, avec et sans implémentation de la régulation pendant l'injection. Pour cette journée, dominée par un ciel partiellement couvert et une température de l'air entre 21°C et 29.5°C au meilleur de la journée, l'implémentation de la régulation du débit sur la boucle solaire permet d'améliorer les estimations de production par rapport au cas où le débit reste constant pendant l'injection.



	EQM	cvEQM
dT_sol	6.30	2.19
Tp_s_sol	4.88	0.07
E_CAD	0.81	0.65
E_sol	0.89	0.69
E_IRR	0.27	0.11

Figure 63 : Comparaison dynamique entre le modèle TRNSYS et les mesures à un échantillonnage de 1 min pour la journée du 24.07.2021 avec débit variable pendant l'injection. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

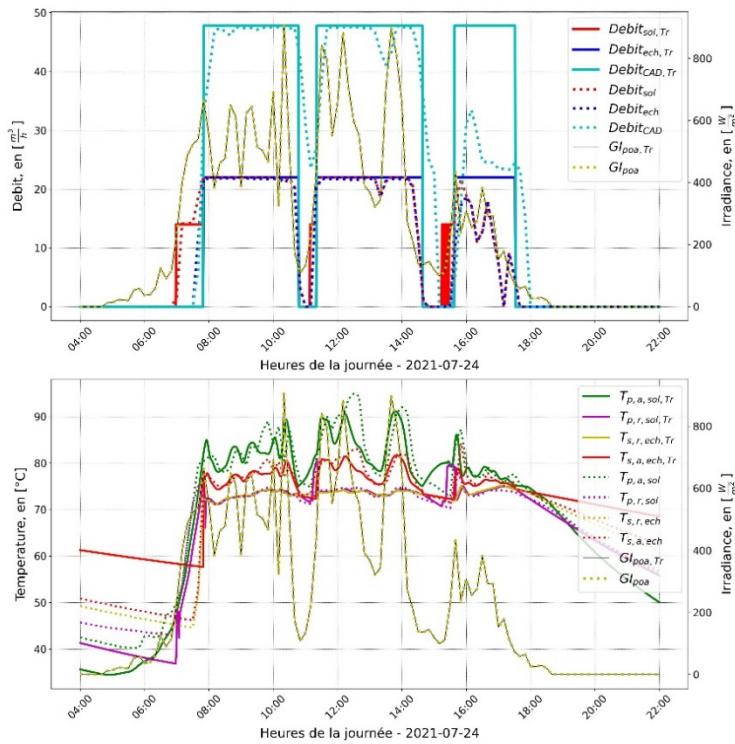


Figure 64 : Comparaison dynamique entre le modèle TRNSYS et les mesures à un échantillonnage de 1 min pour la journée du 24.07.2021 avec débit constant pendant l'injection. En haute à droite, les ICPs de comparaison et leur valeur.

#### 4.5.3 Comparaison des données journalières et mensuelles entre modèles et mesures

À travers la comparaison des résultats de simulation et des mesures sur une échelle journalière ou mensuelle, on peut quantifier l'incertitude affectant les estimations de productivité d'énergie thermique sur des échelles de temps plus longues. La capacité de prédire avec précision la productivité d'une installation est très importante lors de la planification de l'installation. Cela peut permettre de comparer différentes technologies et variantes sans utiliser des modèles trop complexes. Si d'une part le logiciel Polysun a été conçu originairement pour prédire la production de chaleur d'une installation solaire thermique, il a été ensuite généralisé au prédimensionnement de systèmes complexes ; d'autre part il semble être moins performant que le logiciel TRNSYS pour simuler un fonctionnement dans des conditions dynamiques.

La Figure 65 montre la comparaison entre les résultats des simulations et les données de mesure pour une fréquence journalière pour le cas simplifié à débit constant. La Figure 66 montre la même comparaison pour le cas avec implémentation du contrôle de débit.

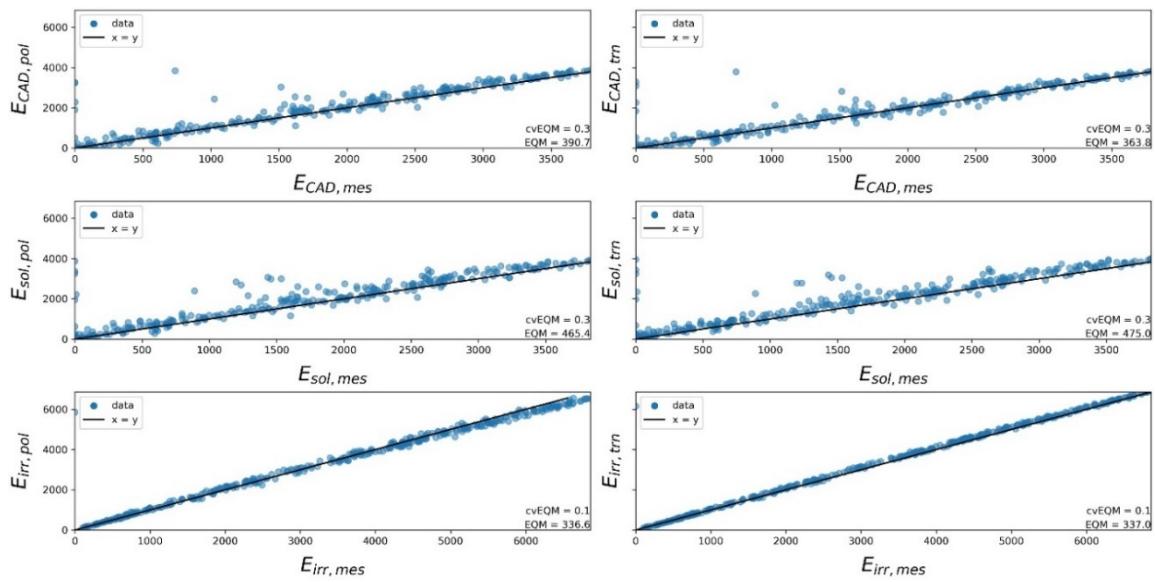


Figure 65: Comparaison entre le modèle Polysun (suffix *pol*), TRNSYS (suffix *trn*) et les données de mesure (suffix *mes*) pour le cas sans régulation du débit via des valeurs journalières.

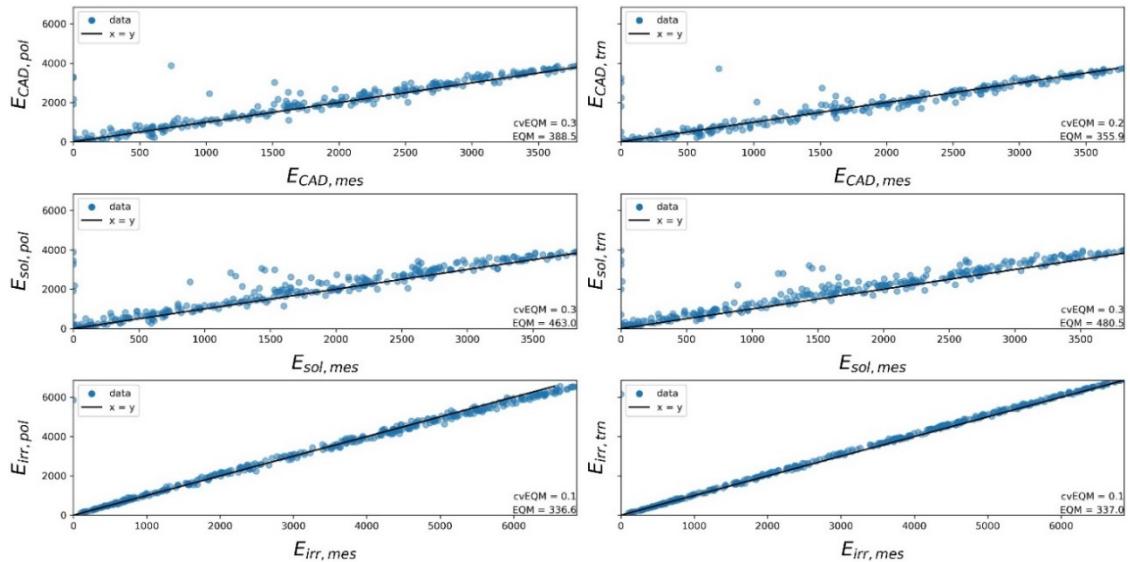


Figure 66: Comparaison entre le modèle Polysun (suffix *pol*), TRNSYS (suffix *trn*) et les données de mesure (suffix *mes*) pour le cas avec implémentation de la régulation du débit via des valeurs journalières.

Les ICPs de comparaison listés au Tableau 26 indiquent que l'implémentation de la régulation de débit en production améliore légèrement la concordance entre simulations et mesures. En outre, le modèle TRNSYS donne des meilleurs résultats que le modèle Polysun. L'écart est néanmoins très réduit. Cela confirme la fiabilité des deux logiciels pour la prédition de la production de chaleur pour une fréquence journalière.



Tableau 26: Indicateurs de comparaison calculés pour le modèle Polysun et TRNSYS pour les estimations journalières avec et sans implémentation de la régulation du débit.

	Modèles avec régulation du débit pendant l'injection		Modèles à débit constant pendant l'injection	
	EQM en [W]	cvEQM, sans unité	EQM en [W]	cvEQM , sans unité
<b>E_CAD (Polysun)</b>	388.50	0.27	390.65	0.27
<b>E_CAD (TRNSYS)</b>	355.85	0.25	363.78	0.25
<b>E_sol (Polysun)</b>	463.01	0.33	465.44	0.33
<b>E_sol (TRNSYS)</b>	480.49	0.34	474.96	0.34
<b>E_IRR (Polysun)</b>	336.59	0.10	336.59	0.10
<b>E_IRR (TRNSYS)</b>	336.97	0.10	336.97	0.10

La Figure 67 et Figure 68 montrent la comparaison entre les résultats de simulations et des mesures sur des intervalles de temps mensuels, pour le cas sans débit variable et le cas avec régulation du débit. Le Tableau 27, montrant les ICP de comparaison dans ce cas, confirme la substantielle équivalence des deux logiciels pour faire des estimations à des échelles temporelles supérieures à la journée et au mois. En outre, l'implémentation de la régulation du débit à l'injection dans les deux modèles n'a pas impacté significativement le résultat des estimations de productivité.

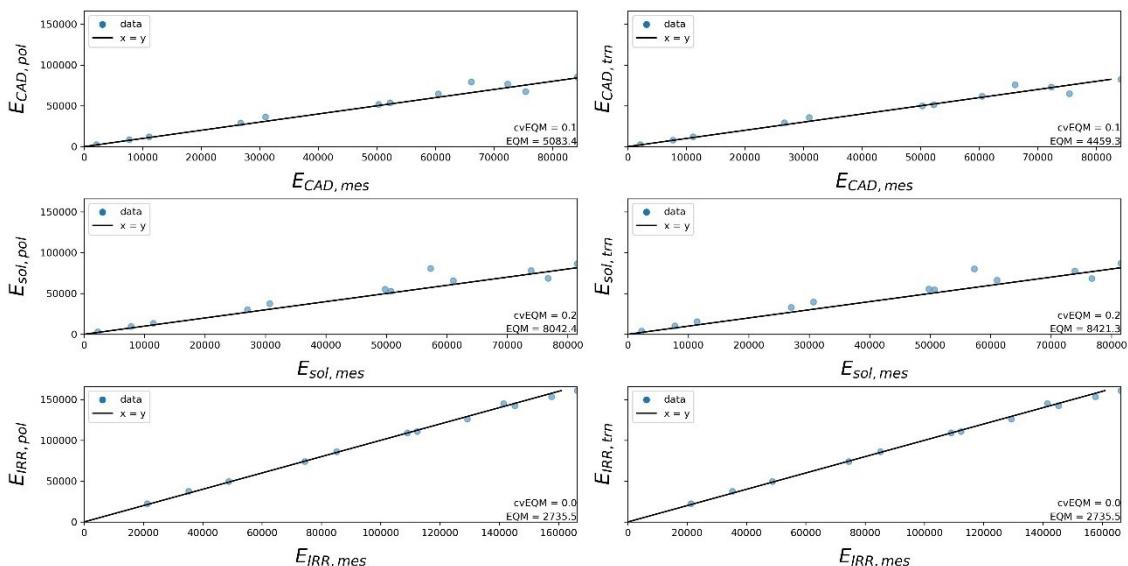


Figure 67 : Comparaison entre le modèle Polysun (suffix pol), TRNSYS (suffix trn) et les données de mesure (suffix mes) pour le cas sans implémentation de la régulation du débit via des valeurs mensuelles.

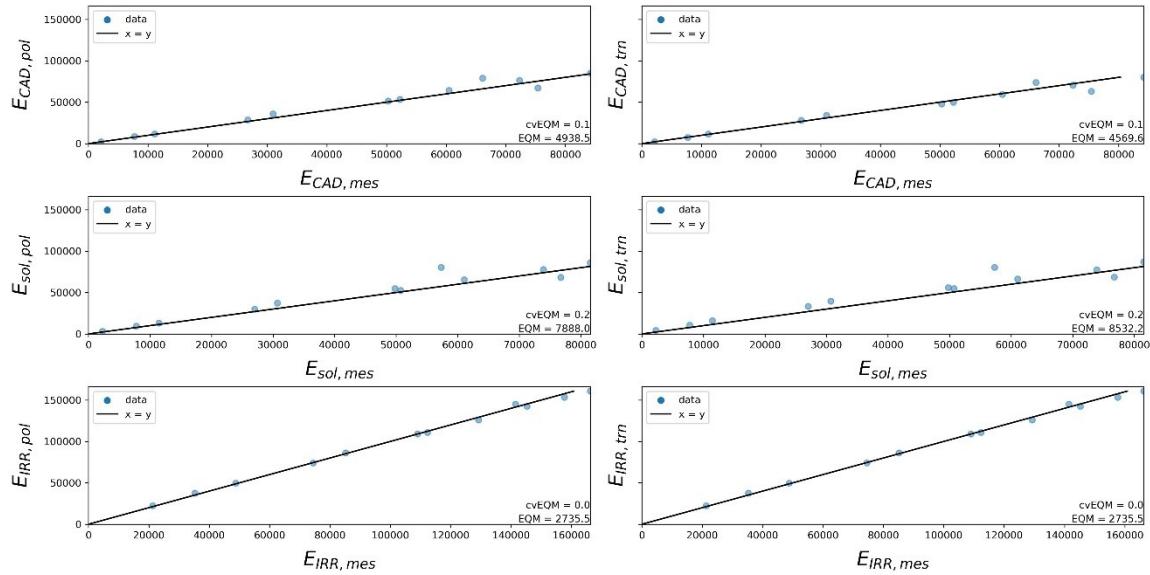


Figure 68 : Comparaison entre le modèle Polysun (suffix pol), TRNSYS (suffix trn) et les données de mesure (suffix mes) pour le cas avec implémentation de la régulation du débit via des valeurs mensuelles.

Tableau 27: Indicateurs de comparaison calculés pour les estimations mensuelles avec le modèle Polysun et TRNSYS, avec et sans implementation de la regulation du debit.

	Modèles avec régulation du débit pendant l'injection		Modèles à débit constant pendant l'injection	
	EQM en [W]	cvEQM, sans unité	EQM en [W]	cvEQM , sans unité
<b>E_CAD (Polysun)</b>	4938	0.11	5083	0.11
<b>E_CAD (TRNSYS)</b>	4560	0.10	4459	0.10
<b>E_sol (Polysun)</b>	7888	0.18	8042	0.18
<b>E_sol (TRNSYS)</b>	8630	0.20	8421	0.19
<b>E_IRR (Polysun)</b>	2735	0.03	2735	0.03
<b>E_IRR (TRNSYS)</b>	2735	0.03	2735	0.03

## 4.6 Optimisation de la performance de la centrale

La validation des modèles développés sous Polysun et TRNSYS permet de les utiliser pour évaluer la performance de la centrale dans des conditions légèrement différentes de celles pour lesquelles ils ont été conçus. Ces modèles peuvent notamment être exploités pour analyser la sensibilité des paramètres de contrôle et de régulation, comme le débit, ou pour estimer l'impact d'interventions visant à améliorer l'installation sur les indicateurs clés de performance (tels que le retour sur investissement ou la durée d'amortissement en cas de remplacement de l'échangeur de chaleur par un modèle plus performant).

L'évaluation de l'impact des mesures d'optimisation étudiées a été réalisée à l'aide du modèle numérique développé sous TRNSYS (version intégrant la régulation du débit lors de l'injection), en se basant sur la variation relative des indicateurs de performance suivants :



1. les énergies  $E_{sol}$  et  $E_{CAD}$ , représentatives de la productivité de la centrale ;
2. le COP de la centrale, dérivé de la consommation des pompes selon les courbes du constructeur implémentées dans le modèle ;
3. le coût de l'énergie, en  $[CtsCHF/(kWh)_{th}]$ .

La comparaison des indicateurs choisis calculés pour les différents scénarios d'optimisation permet d'identifier les scénarios les plus prometteurs.

#### 4.6.1 Listes des interventions possibles pour l'optimisation de la centrale

Le Tableau 28 présente une liste d'interventions jugées importantes ou pertinentes pour être analysées dans le cadre d'une étude visant à améliorer l'efficacité et les performances de la centrale SOLARCADII. En d'autres termes, il s'agit de suggestions d'actions ou de modifications à examiner pour optimiser le fonctionnement de cette centrale.

Tableau 28: Liste des interventions d'optimisation étudiées.

ID	Intervention	Impact attendu
1	Adaptation du débit sur le secondaire coté CAD	Augmentation de la température moyenne du champ solaire mais amélioration possible du COP
2	Augmentation du débit sur le primaire coté solaire	Baisse de la température moyenne du champ solaire et amélioration de sa productivité
3	Baisse de la valeur d'irradiance seuil pour le démarrage des pompes solaires	Augmentation de la productivité mais aussi augmentation de dépenses de courant (diminution du COP possible).
4	Baisse de la température du CAD à 50-70°C	Augmentation de la productivité et du COP.
5	Changement du tilt des capteurs	Augmentation de la production hivernale si absence d'ombrage réciproque

#### 4.6.2 Conditions de référence

L'impact d'une possible optimisation est évalué par rapport aux conditions de fonctionnement nominales, établies sur la base des mesures prises sur la centrale entre début 2021 et avril 2023. Afin de définir les performances actuelles de l'installation dans des conditions de fonctionnement optimales, différentes journées avec ciel dégagé (en anglais "clear-sky") ont tout d'abord été identifiées durant la période définie plus haut. Pour ce faire, l'écart quadratique cumulé entre l'irradiance mesurée et calculée a été déterminé pour chaque jour avec un pas de temps d'une minute. Les profils d'irradiance calculés ont été définis en utilisant la bibliothèque Python PVLib (profil théorique d'irradiance en l'absence de nuages).

Le Tableau 29 montre la liste des journées avec des conditions de ciel dégagé ("clear-sky"). Une journée est définie comme "clear-sky" si l'écart quadratique cumulé (EQMC) entre l'irradiance enregistrée et calculée est inférieur à  $2000 \text{ W/m}^2$ . Les conditions de référence à l'échangeur sont établies en considérant que la puissance solaire doit être proche de son maximum. Les journées sont filtrées pour que la moyenne horaire de l'irradiance incidente à 11 heures dépasse  $1000 \text{ W/m}^2$ . Les valeurs de référence en condition de fonctionnement maximal ainsi calculées sont présentées dans le Tableau 30.



Tableau 29: Liste des journées considérées « Clear-sky »

14.06.2021	18.06.2021	18.07.2021	19.07.2021	21.07.2021	10.08.2021	13.08.2021
14.08.2021	20.08.2021	21.08.2021	08.09.2021	13.09.2021	03.12.2021	01.01.2022
14.01.2022	18.01.2022	12.02.2022	03.03.2022	08.03.2022	09.03.2022	24.07.2022
12.02.2022	03.03.2022	08.03.2022	09.03.2022	19.07.2022	21.07.2022	04.08.2022
10.03.2022	21.03.2022	25.03.2022	28.03.2022	02.08.2022	03.08.2022	16.08.2022
14.04.2022	15.04.2022	17.05.2022	21.05.2022	10.08.2022	12.08.2022	25.08.2022
04.06.2022	17.06.2022	18.06.2022	19.06.2022	31.07.2022	01.01.2023	21.03.2023
20.06.2022	10.07.2022	11.07.2022	13.07.2022	09.08.2022	29.10.2022	

Tableau 30: Conditions opératives de fonctionnement au midi solaire selon les mesures en moyennes horaires pendant les journées Clear-sky sélectionnées.

Tp_s_ech	74.7	°C	GI_poa	1003.4	W/m <sup>2</sup>
Tp_e_ech	94.6	°C	Cp_CAD	4.19	kJ/kg/K
Ts_s_ech	82.0	°C	Cp_ech	4.15	kJ/kg/K
Ts_e_ech	72.9	°C	rho_CAD	973.5	kg/m <sup>3</sup>
Debit_ech	22.1	m <sup>3</sup> /h	rho_ech	976.8	kg/m <sup>3</sup>
Debit_CAD	47.4	m <sup>3</sup> /h	diff_CAD	9.1	°C
POW_ech	495	kW	diff_ech	19.9	°C

#### 4.6.3 Adaptation du débit sur le secondaire coté CAD

Le débit circulant sur le côté secondaire de la centrale (soit la partie CAD), a été maintenu jusqu'ici à sa valeur maximale autour de 47 m<sup>3</sup>/h. Le débit circulant dans le circuit solaire sur le côté primaire pendant l'injection, est lui limité autour de 22 m<sup>3</sup>/h. Cependant, si la maximisation du débit circulant sur le côté CAD a permis jusqu'à ici de minimiser la température maximale du champ solaire pendant l'année, les gradients à travers l'échangeur sont loin d'être optimaux. La pompe sur le côté CAD est paramétrée pour être à son maximum, sans preuve que le gain en productivité puisse justifier l'augmentation de la consommation électrique engendrée.

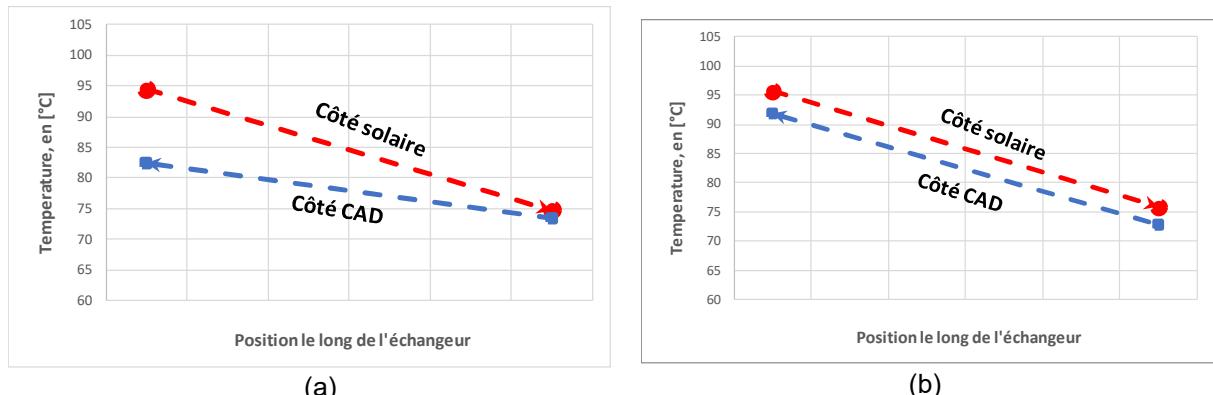


Figure 69: Gradients de température sur les deux côtés de l'échangeur de la centrale en conditions de fonctionnement nominale (a) et avec un Debit\_CAD maximum de 23m<sup>3</sup>/h.



Selon l'image de la Figure 69a, les gradients de température mesurés sur les deux côtés de l'échangeur en conditions maximales nominales ne sont pas optimaux. En effet, la pente du gradient côté CAD est inférieure à celle enregistrée sur le côté solaire à cause de la différence entre les capacités thermiques de deux débits. Il est donc possible de calculer le Debit\_CAD nécessaire pour égaliser les capacités thermiques sur les deux côtés de l'échangeur et obtenir un gradient de température égal. Cependant, en tenant compte des capacités thermiques de deux fluides, le débit nécessaire sur le côté CAD pour optimiser les gradients de température sur les deux côtés est inférieure au débit minimal des pompes installées de 23 m<sup>3</sup>/h. En prenant cette dernière valeur pour le Debit\_CAD, l'efficacité en température de l'échangeur passe de 43 % à plus de 80 %. Même si non optimale, grâce à cette valeur de débit, les gradients s'améliorent sensiblement, comme montré par la Figure 69b.

Pour caractériser cette intervention en termes de productivité de la centrale, il suffit de comparer les estimations de productivités du modèle TRNSYS validé, avant et après changement du Debit\_CAD. Le Tableau 31 montre la variation des valeurs maximales opérationnelles et de productivité du modèle optimisé par rapport au modèle de référence. En conclusion, la diminution du débit sur le côté secondaire pour optimiser les gradients thermiques d'échange conduit à une augmentation de la température moyenne du champ solaire et une diminution de l'énergie solaire récoltée. La production de chaleur de la centrale qui en résulte est réduite de 0.4% par rapport à la situation de référence. Néanmoins, le COP augmente de plus de 9%, indiquant que cette mesure d'optimisation a le potentiel d'avoir un impact positif sur la consommation d'électricité de la centrale. Dans sa configuration actuelle, le débit côté CAD de la centrale SOLARCADII a été paramétré à sa valeur maximale afin de baisser au maximum la température moyenne du champ et de maximiser la production de chaleur.

Tableau 31: Comparaison entre la simulation du système de référence et les résultats de la simulation avec un débit secondaire optimisé par rapport au débit sur le primaire.

	Modèle de référence	Modèle optimisation 1
Debit_CAD (m <sup>3</sup> /h)	47.5	23
Debit_ech (m <sup>3</sup> /h)	22	22
Ts_e_ech (°C)	72.9	72.9
Ts_s_ech (°C)	82	91.9
Tp_e_ech (°C)	94.6	95.8
Tp_s_ech (°C)	74.7	75.9
DTLM (°C)	5.5	3.43
Rendement HX	42%	83%
E_CAD <sub>2021</sub> (MWh/an)	549.3	547.1
COP <sub>2021</sub>	34.1	37.3
CHF/MWh	170.6	170,5

#### 4.6.4 Optimisation du débit sur le primaire côté solaire

En augmentant le débit de fluide caloporteur sur le circuit primaire, la température moyenne du champ solaire diminue et la productivité de la centrale augmente. L'augmentation de la consommation d'électricité des pompes, cependant, peut entraîner une diminution du COP. D'un autre côté, la réduction du débit sur le côté primaire entraîne une augmentation de la température moyenne du champ solaire et une diminution des dépenses électricques. En conséquence, si la production de la centrale diminue, le COP pourrait augmenter.

Le Tableau 32 donne les valeurs opérationnelles maximales et de productivité pour des débits solaires variant entre 33 et 15.4 m<sup>3</sup>/h par rapport aux résultats de simulation du modèle de référence. A noter que le débit sur le circuit secondaire a été adapté pour chaque débit primaire afin d'obtenir la même capacité thermique des deux côtés de l'échangeur. Les résultats obtenus montrent que la



production d'énergie thermique de la centrale diminue lorsque le débit primaire diminue. Cette diminution de débit entraîne aussi une réduction de la consommation électrique des pompes et en améliore le COP.

Tableau 32: Analyse de sensibilité pour l'optimisation du débit circulant sur le côté solaire (débit secondaire égale au débit primaire).

	Ref.	Opt. 2a	Opt 2b	Opt. 2c	Opt 2d	Opt. 2e	Opt 2f
<b>Debit_CAD (m<sup>3</sup>/h)</b>	23	32.8	27.5	24.75	23.75	18.7	15.4
<b>Debit_ech (m<sup>3</sup>/h)</b>	22	33	27.5	24.75	23.75	18.7	15.4
<b>Ts_e_ech (°C)</b>	72.9	72.9	72.9	72.9	72.9	72.9	72.9
<b>Ts_s_ech (°C)</b>	92.0	86.4	88.9	90.6	91.4	96.2	101.0
<b>Tp_e_ech (°C)</b>	95.8	89.8	92.3	94.0	94.8	99.6	104.3
<b>Tp_s_ech (°C)</b>	75.9	76.4	76.3	76.3	76.3	76.3	75.9
<b>DTLM (°C)</b>	3.4	3.5	3.4	3.4	3.4	3.4	3.2
<b>Rendement HX</b>	83%	80%	82%	84%	84%	87%	89%
<b>E_CAD<sub>2021</sub> (MWh/an)</b>	547.1	549.3	548.4	547.4	547	541.6	537.5
<b>COP<sub>2021</sub></b>	37.3	32.9	34.8	36	36.5	39.4	41.9
<b>CHF/MWh</b>	170.48	170.91	170.68	170.68	170.69	171.70	172.50

Le coût de revient de la chaleur produite a été calculé pour les différents débits étudiés. Le coût a tendance à diminuer en augmentant le débit car la consommation relative d'électricité augmente moins vite que la production de chaleur. L'impact relatif de l'augmentation de la consommation d'électricité sur le coût de la chaleur reste toutefois très faible (+1-2% entre le débit le plus élevé et le plus faible). Au niveau de la quantité de chaleur injectée dans le CAD, on constate une augmentation importante de la production jusqu'à un débit de 23m<sup>3</sup>/h. Au-delà de ce débit, la production continue d'augmenter mais plus faiblement.

Cependant, à cause des diamètres des nourrices en entrée et sortie du champ solaire (autour de 60 mm au lieu de 80 mm) et de la limite hydraulique du circuit établie sur la base de la classification selon l'Ordonnance sur la sécurité des équipements sous pression (OSEP-930.114), il n'est pas possible d'augmenter ni de diminuer fortement le débit solaire. En effet, en augmentant le débit, les pertes de pression du circuit seraient telles que la pression de refoulement en aval des pompes solaires serait supérieure à la limite de pression imposée par l'OSEP pour un circuit en catégorie I. D'un autre côté, si le débit solaire est trop diminué, la température en sortie de champ solaire serait au-delà de la température admise par la même ordonnance. Afin de ne pas dépasser cette limite de température, il est nécessaire de ne pas diminuer le débit en dessous de 15.4 m<sup>3</sup>/h pour des valeurs d'irradiance élevées.

#### 4.6.5 Baisse de la valeur d'irradiance seuil pour le démarrage des pompes solaires

Les pompes solaires sont démarrées sur la base de la valeur de l'irradiance incidente sur le plan des capteurs. Lorsque la valeur d'irradiance seuil est dépassée, la circulation sur le champ solaire est enclenchée.

La valeur d'irradiance seuil dépend, entre autres, de plusieurs facteurs : les caractéristiques du collecteur solaire thermique en utilisation ; la température d'utilisation de la chaleur solaire ; les caractéristiques du fluide caloporteur et du circuit hydraulique ; les caractéristiques météorologiques du site. En effet, une valeur seuil trop basse fait démarrer les pompes trop souvent dans des conditions météorologiques non idéales. Une valeur seuil trop haute, d'autre part, cause des pertes pour inutilisation de la radiation incidente et peut entraîner des problèmes de surchauffe au démarrage.



Tableau 33: Impact de la valeur d'irradiance seuil sur la productivité, le COP et le cout de revient de l'énergie solaire injectée dans le CAD.

	Opt. 3a.	Opt. 3b	Opt 3c	Opt. 3d	Opt 3e	Opt 3f
<b>Irradiance Seuil (W/m<sup>2</sup>)</b>	50	100	150	200	250	300
<b>E_CAD<sub>2021</sub> (MWh/an)</b>	546.8	546.6	546.9	546.3	545.6	543.1
<b>COP<sub>2021</sub></b>	29	32	35	37	39	40
<b>CHF/MWh</b>	172.88	171.97	171.07	170.79	170.58	171.13

Le Tableau 33 montre les résultats des simulations calculées pour évaluer l'effet d'un changement de l'irradiance seuil de démarrage des pompes du primaire. Pour une irradiance allant de 50 à 250 W/m<sup>2</sup> le COP de la centrale augmente, l'énergie solaire injectée diminue et le coût de revient présente un minimum autour de 200-250 W/m<sup>2</sup>.

#### 4.6.6 Baisse de la température du CAD à 50-70°

Pour augmenter la productivité solaire de la centrale, ou pour évaluer son potentiel de productivité dans le cas d'une application différente, comme par exemple, celle de l'injection de chaleur dans un CAD de quartier, il est intéressant d'évaluer l'effet d'une baisse de la température de production. Le cas analysé ici est celui d'un CAD avec une température d'allée de 70°C et celle de retour de 50°C. Son profil a été dérivé en diminuant de 20°C la température du CADSIG utilisée dans les simulations précédentes. Dans ce cas, l'ouverture de la vanne trois voies est opérée à 60-5°C \+2°C, les débits circulant sur les deux côtés sont égalisés selon la mesure d'optimisation 1 et leur valeur est adaptée pour avoir 20°C de gradient de température à travers le champ solaire à la puissance pic maximale.

Tableau 34: Comparaison entre le scenario de températures actuels (70-90°C) et le scenario d'optimisation 4, avec des températures CAD baissées de 20°C

	Ref.	Opt. 4a
<b>Tin (°C)</b>	70	50
<b>Tout (°C)</b>	90	70
<b>Puissance théorique POW_max (kW)</b>	537	554
<b>Debit_CAD (m<sup>3</sup>/h)</b>	23.7	24.5
<b>Debit_ech (m<sup>3</sup>/h)</b>	23.9	24.6
<b>GI seuil (W/m<sup>2</sup>)</b>	200	200
<b>E_CAD<sub>2021</sub> (MWh/an)</b>	546.6	624.7
<b>COP<sub>2021</sub></b>	37	41
<b>CHF/MWh</b>	170.70	149.58

Le Tableau 34 montre les résultats de la comparaison des deux scénarios. En diminuant la température d'opération de 20°C par rapport aux conditions de fonctionnement de l'installation actuelle, la productivité solaire augmente de plus de 14% et le COP passe de 37 à 41. De plus, le coût actualisé de la chaleur passe de 170 CHF/MWh, à moins de 150 CHF/MWh. Cela illustre l'importance de diminuer au maximum les températures d'opération de réseaux CAD afin de faciliter l'utilisation de la chaleur solaire.



#### 4.6.7 Changement de l'inclinaison des capteurs

Pendant la construction de la centrale, le nombre de capteurs installés sur le champ a été établis sur la base de la longueur de rangées de panneaux (8 en série) et du nombre maximal de rangées qui étaient possible d'installer à 17.5° ou 22.5° en minimisant les effets d'ombrage réciproque entre rangées et en respectant la distance nécessaire pour la manutention et l'exploitation.

Le modèle construit sous Polysun calcule les ombrages entre rangées d'une façon approximative (le logiciel exclut du calcul tous les collecteurs avec ombrage, même pour un ombrage seulement partiel). Le modèle sous TRNSYS lui, reproduit plus précisément les ombrages réciproques partielles ou totales des panneaux, et il est plus fiable de Polysun pour ce type d'estimations. Il peut être utilisé pour optimiser l'inclinaison des collecteurs à distance égale entre les rangées.

Tableau 35 : Résultats des simulations effectuées pour estimer l'impact de l'inclinaison sur la productivité annuelle de la centrale.

	Ref. Scenario	Opt. 5a	Opt. 5b	Opt. 5c
<b>Inclinaison des capteurs par rapport à l'horizontal (°)</b>	17.5	12.5	22.5	27.5
<b>Inclinaison support capteur (°)</b>	15	10	20	25
<b>E_sol<sub>2021</sub> (MWh/an)</b>	614.4	597.5	622.1	621.9
<b>E_CAD<sub>2021</sub> (MWh/an)</b>	546.6	530.1	554.3	554.0
<b>COP<sub>2021</sub></b>	37	36	38	38
<b>CHF/MWh</b>	168.2	173.5	165.9	165.9

Le Tableau 35 présente les résultats des simulations effectuées pour estimer l'impact de l'inclinaison des collecteurs sur la productivité annuelle de la centrale solaire. Selon ces résultats, l'inclinaison optimale correspondante à une inter-distance entre rangée de 0.835 m est de 22.5°, 2.5° d'inclinaison de la surface d'installation et 20° d'inclinaison de la structure de support des collecteurs.

Malheureusement, le seul modèle disponible en pré-étude était celui développé sous Polysun, avec son estimation approximée des ombrages réciproques, et il a été décidé d'adopter des structures de support de 15°. Ce choix a engendré une perte de productivité nette de la centrale (E\_CAD) de 1.3% par rapport à la productivité à une inclinaison de 20° sur le plan d'installation. Cette diminution reste néanmoins relativement faible.

### 4.7 Résultats de l'analyse financière de la centrale solaire thermique

L'analyse financière vise à évaluer la viabilité économique d'un couplage solaire/CAD. Cette évaluation repose sur la détermination des seuils de rentabilité de la chaleur solaire produite, comparés aux coûts actuels des énergies fossiles et des systèmes solaires thermiques décentralisés (notamment en toiture). L'étude permettra de positionner le coût de production de la chaleur solaire (exprimé en CHF/MWh) par rapport aux solutions de chauffage concurrentes sur le marché suisse, et d'identifier les paramètres clés du modèle financier influençant ces seuils. L'objectif est de fournir des indicateurs économiques robustes permettant d'apprécier la compétitivité du couplage solaire/CAD dans le secteur du chauffage à distance en Suisse.

#### 4.7.1 Coût du projet

La centrale solaire SOLARCADII représente un investissement initial de 1,63 millions de CHF. Ce chapitre présente une ventilation détaillée de cet investissement, structurée par catégories de coûts. L'analyse des coûts individuels et agrégés permettra de déterminer leur impact respectif sur le coût total du projet et, par conséquent, sur le coût de revient de la chaleur solaire produite.

##### e) Coût du champ solaire

Le partenaire TVP Solar SA, fabricant du panneau, a installé la totalité de la boucle solaire et l'ensemble des éléments composant le champ solaire jusqu'à la sous station (échangeur de chaleur à



plaqué). La décomposition des coûts de cette partie de l'installation fait apparaître 5 sous-catégories de dépenses :

- **Les collecteurs solaires thermiques** : au nombre de 400, les panneaux de TVP sont l'un des éléments essentiels pour la réalisation d'un champ solaire.
- **Les connecteurs entre les panneaux**
- **Les composants de la boucle solaire** : parmi ces composants il y a notamment la tuyauterie avec la boucle de Tichelmann, les structures de support des panneaux, l'isolation de la tuyauterie, les deux pompes primaires, les valves, le système de pressurisation, le ballon tampon avec bypass, l'échangeur de chaleur primaire/secondaire et l'eau glycolé.
- **Le système de contrôle** : il se compose notamment de compteurs de chaleur, de sondes de température, d'une station météorologique avec un pyranomètre et de l'ensemble de contrôle commande PLC.
- **Les frais d'installation** : le calcul du coût d'installation ne comprend pas les dépenses pour les machines de chantier, les autorisations pour les travaux et l'exploitation, les plans de construction, les assurances et, surtout, les travaux de serrurerie sur la structure métallique. Les frais d'installation prennent en compte la pose des collecteurs solaires thermiques, des pompes et le raccordement hydraulique.

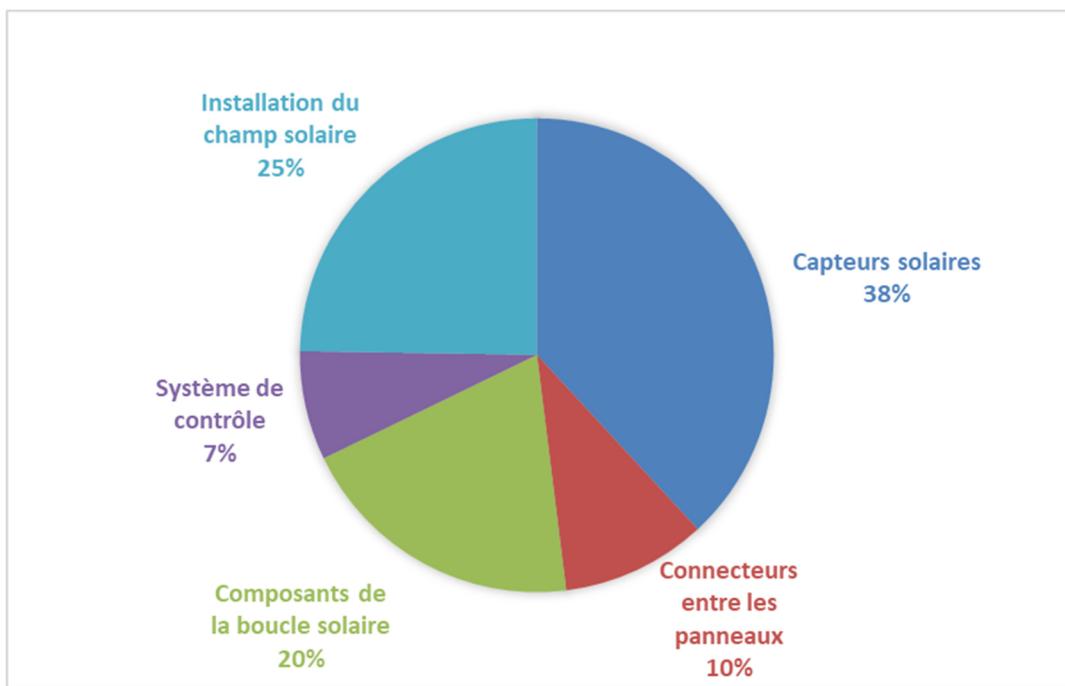


Figure 70 : Distribution des coûts de la centrale solaire en différentes catégories

L'ensemble du circuit solaire représente 49% du montant global du projet soit 800 000 CHF. Il s'agit du premier poste de dépense. La part effective des dépenses de chacune des sous-catégories du circuit solaire est donnée dans la Figure 70. Comme montré, les coûts des capteurs solaires représentent la dépense principale de la boucle solaire.

#### d) Coût de la structure

La structure porteuse sur laquelle repose le champ solaire est une particularité du projet. Il s'agit d'une structure métallique préexistante sur laquelle était installé un champ solaire photovoltaïque. Des choix structurels liés à la nature démonstrative du projet ont été faits pour permettre au grand public de visiter le champ solaire en toute sécurité (voir Figure 71). Ces choix se sont notamment traduits par la mise en place de caillebotis sous les collecteurs et de garde-corps autour du champ solaire.

Ces éléments de sécurité collective ne sont pas strictement nécessaires pour le bon fonctionnement du champ solaire. En effet, les panneaux peuvent être placés au sol via les supports fournis par TVP



Solar sans devoir encourir dans ces dépenses d'adaptation de la structure. En conséquence, dans l'analyse financière du SOLARCADII ces coûts ne seront donc pas pris en compte.

Les coûts liés à la structure représentent près d'un quart du coût d'investissement initial du projet, à la hauteur de 403 000 CHF. Ces coûts sont séparés en deux grandes catégories :

- Levage et manutention : 30,2 % des dépenses liées aux frais de structure
- Éléments de la structure (caillebotis et garde-corps) + pose : 69,8 % des dépenses liées aux frais de la structure



Figure 71 : Photos des différents aménagements structurelles de sécurité (caillebotis à gauche et barrière de sécurité à droite)

### b) Coût du circuit secondaire

Le côté CAD de la sous-station d'échange permettant l'injection de la chaleur solaire sur le retour du réseau est composé par plusieurs éléments, répartis en deux grandes catégories :

- **Intégration au CAD** : éléments constituant la boucle secondaire (piquages sur la conduite de retour du CAD, tuyaux, isolation, compteur de chaleur, vannes et pompes) ;
- **Automate et circuit électrique (MCR & Elec)** : composants du système de contrôle de la boucle solaire et de l'alimentation électrique (capteur de pression, capteur de température, débitmètre, circuit électrique avec armoire électrique)

Le coût d'investissement pour l'ensemble de ces éléments a été de 200 000CHF.

### c) Honoraire et installations de chantier

Le budget pour le projet SOLARCADII considère aussi les frais pour les installations de chantiers et les honoraires liés au projet.

Concernant les installations de chantier, il faut considérer notamment les échafaudages mobiles, la base de vie, les entrepôts temporaires et le chantier en lui-même, avec les engins de levage. Les installations de chantier représentent 98 000 CHF, soit 5% du coût d'investissement.

Les honoraires, d'autre coté, peuvent être ventilées en trois catégories :

- Les honoraires de branchement au CAD,
- Les honoraires pour l'étude détaillée, rédigé par TVP Solar SA,
- Les honoraires pour le câblage des organes de la centrale,

Les honoraires du projet se chiffrent à 133 000 CHF.

### d) Frais d'opération et de maintenance

Les frais d'opération et de maintenance représentent un coût non négligeable des coûts liés au projet. Les coûts de maintenance sont partagés entre TVP Solar et SIG. TVP Solar est responsable de la



surveillance du champ solaire et de la maintenance de la boucle solaire moyennant une rémunération annuelle (voir description du modèle d'affaires au point 2.3.9). Les SIG s'occupent de la maintenance côté CAD. Ces opérations de maintenance annuelles ont été évaluées de manière forfaitaire comme représentant 1% du coût d'investissement initial du projet [4].

Concernant les frais d'opérations, ils sont uniquement liés à la consommation d'électricité (pompes solaires, pompes CAD, consommation MCR et contrôle). A raison de 20 ctCHF/kWh<sub>e</sub> ces coûts représentent moins de 3000 CHF à l'année 1.

#### e) Répartition du coût total

Les différentes catégories budgétaires du projet présentées précédemment, sont montrées en Figure 72. Selon cette répartition, les frais d'opération et de maintenance sont le premier poste de dépense, suivi par le coût des capteurs solaires. Les frais d'opération et de maintenance ne sont pas actualisés (somme de ces frais sur les 25 ans de durée de vie de la centrale solaire).

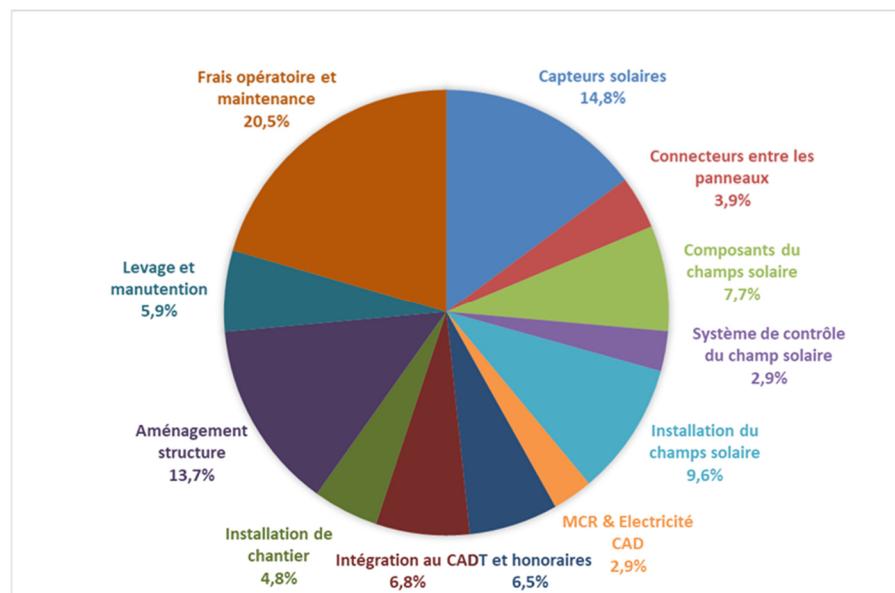


Figure 72 : Répartition des dépenses budgétaires du projet par catégorie de coût

#### f) Projection de coût du m<sup>2</sup> solaire

Les coûts des capteurs solaires sont en constante fluctuation. Le prix du m<sup>2</sup> solaire est souvent très dépendant de la taille de l'installation avec des économies d'échelle potentiellement significatives. Selon le partenaire technologique du projet, la loi d'échelle pour le prix du m<sup>2</sup> solaire (y.c. pose) est celle représentée en Tableau 36, donnée en fonction de la taille du champ solaire. Ces coûts sont issus de projection faite par TVP avant la crise COVID en faisant l'hypothèse d'une augmentation de son volume de production.

Tableau 36 : Projection d'évolution du coût du m<sup>2</sup> solaire en fonction de la puissance de l'installation pour une production de la chaleur à 80 °C et à une température extérieure de 20 °C (source : TVP Solar)

Puissance (En kW)	<500	500 - 1000	1000 - 5000	>5000
Prix (en CHF/m <sup>2</sup> )	1000	800	600	550

Pour le projet SOLARCADII, le montant investi pour 784 m<sup>2</sup> de collecteurs solaires est de 800 000 CHF, ce qui représente un coût spécifique de 1020 CHF/m<sup>2</sup>.



#### 4.7.2 Résultats des indicateurs économiques

Les indicateurs économiques ont été calculés selon l'ensemble des hypothèses et coûts décrits précédemment et les résultats sont montrés dans le Tableau 37.

Tableau 37 : Résultats des indicateurs économiques

<b>LCOH, en [CHF/MWh]</b>	145.82
<b>ROI, en [%]</b>	24.26%
<b>PP, en [y]</b>	20
<b>PI</b>	1.24

*\*Le prix de vente utilisé pour calculer les indicateurs économiques est le prix de vente actuel de la chaleur des CAD dans le canton de Genève augmenté de 3% par ans sur 25 ans*

Le projet semble viable économiquement avec un temps de retour sur investissement qui est inférieur à la durée de vie du projet, un indice de profitabilité nettement supérieur à 1 et un retour sur investissement intéressant. Le LCOH semble néanmoins assez élevé. En effet, avec un LCOH avec subvention à 14,58 ctCHF/KWh, soit sans subvention à 17,41 ctCHF/KWh, il se trouve dans la fourchette supérieure du coût de revient pour du solaire thermique [4]. Ce coût élevé s'explique notamment par la température élevée à laquelle la centrale solaire est exploitée (80-95°C). En baissant, ces niveaux de températures le LCOH diminuerait fortement (voir section 4.6.6 sur l'optimisation de l'installation). Par ailleurs les investissements initiaux sont aussi importants pour ce projet (notamment pour la centrale solaire).

#### 4.7.3 Décomposition du coût de revient de la chaleur

Une décomposition du coût de la chaleur a été effectuée à partir de la décomposition des coûts du projet et du LCOH par poste de coût similaire. Les catégories concernés par les coûts d'aménagement de la structure métallique préexistante (caillebotis et barrières métalliques) n'ont pas été prises en compte car ils ne sont pas indispensables au bon fonctionnement de l'installation.

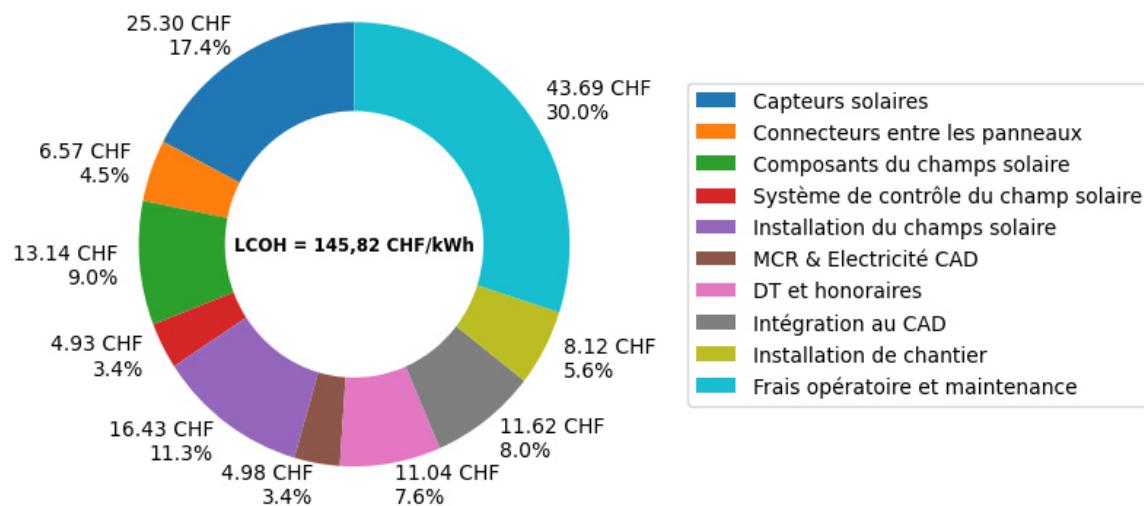


Figure 73 : Décomposition du coût de revient de la chaleur (avec subvention de ~20%)



La Figure 73 permet de visualiser la décomposition du LCOH suivant les différentes catégories de coûts. Les résultats montrent que les deux principaux postes de dépense qui influencent le coût de la chaleur concernent les frais opératoires et de maintenance (30 %), la boucle solaire avec le coût des capteurs solaires (17,4 %) et l'installation du champ solaire (11,3 %). Pour réduire le coût du LCOH de façon significative, il faudra ainsi réduire en priorité ces postes de dépense.

#### 4.7.4 Comparaison du coût de la chaleur

Pour permettre de situer le coût de revient de la chaleur de SOLARCADII, des comparaisons ont été faites avec différentes technologies de production de chaleur. Dans un premier temps, le coût de la chaleur du SOLARCADII a été comparé au prix de vente de la chaleur de différents CAD Suisse, puis au coût de la chaleur produite par une chaudière utilisant des combustibles fossiles (gaz et mazout). Finalement, une comparaison est réalisée avec le coût de revient de la chaleur produite par un champ solaire thermique en toiture d'immeuble.

##### a) Par rapport à différents CAD de Suisse

Une étude visant à estimer le potentiel de la chaleur solaire dans les chauffages à distance en Suisse a été publiée en 2021 [7]. Dans cette étude, le prix de vente de la chaleur de 7 CAD pour un bâtiment collectif en Suisse Romande a été analysé. 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.

Une autre étude [4] a quant à elle estimé le coût de grands champs solaires thermiques connectés à des CAD. Sur les cinq réseaux étudiés, il s'avère que le coût de revient de la chaleur solaire varie de 6.2 à 25.8 cts par kWh sans subvention.

Au final, il en résulte que le coût de revient de SOLARCADII se trouve dans les fourchettes de prix indiquées précédemment malgré un champ de taille moyenne et produisant à relativement haute température (~85°C).

Les résultats de l'analyse économique de SOLARCADII sont comparables aux différents coûts de revient répertoriés en Suisse pour du chauffage à distance et du chauffage à distance combiné à du solaire thermique.

##### b) Par rapport à une chaudière à mazout ou à gaz

A l'heure actuelle, les chaudières à fioul ou à gaz sont encore très largement utilisées en Suisse pour la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage des bâtiments. L'objectif ici est de comparer le coût de revient de la chaleur entre chaudière à gaz ou à mazout et celui calculé pour le projet SOLARCADII.

Une étude de 2018 sur la comparaison du prix du chauffage a été publiée entre différents types d'énergie et pour trois puissances de chauffe [28].

Dans cette analyse faite, voici les différentes hypothèses et points retenus :

- Investissement
  - o Pour le gaz naturel, il a été considéré que le raccordement existe déjà ; aucun coût de raccordement n'a donc été comptabilisé
  - o Pour le mazout, le coût de la citerne ou du silo ainsi que le volume bâti correspondant a été intégré,
  - o Une durée de vie de 20 ans est considérée,
- Les frais d'exploitation comprennent :
  - o Le prix de l'énergie
  - o Les abonnements et taxes de puissance pour le gaz naturel
  - o La taxe CO2 (pour le gaz naturel et le mazout)
  - o Le rendement des chaudières (pour le gaz naturel et le mazout)
- Les frais d'entretien prennent en compte :
  - o L'entretien du brûleur



- Les ramonages
- L'entretien de la citerne à mazout

Afin de calculer le coût de revient de la chaleur, des éléments de cette étude ont été repris notamment au niveau des coûts de maintenance et fonctionnement ainsi que le coût d'investissement itinérant à l'installation d'une chaudière.



Tableau 38 : Comparaison du coût de revient de la chaleur entre chaudière à mazout et chaudière à gaz

	Chaudière à mazout			Chaudière à gaz		
Puissance (kW)	20	125	400	20	125	400
Energie produite (kWh)	34'000	234'000	620'400	34'000	234'000	620'400
Investissement initial (CHF)	21'360	90'650	154'800	16'200	43'250	87'000
Prix de l'énergie primaire (ctCHF/kWh)	10,56	10,08	10,08	9,41	9,03	8,65
Exploitation et entretien (CHF/an)	4'440	24'837	64'086	4'390	25'432	65'215
LCOH (ctCHF/kWh)	17,28	13,22	12,01	16,11	12,11	11,45

Calculs faits avec un taux d'actualisation de 3% et une durée de vie de 20 ans

Le coût de revient de la chaleur entre une chaudière à gaz et une chaudière à mazout est sensiblement le même. Le LCOH obtenu pour SOLARCADII est inférieur à celui d'une chaudière uniquement pour une puissance inférieure à 20kW, ce qui correspond au cas d'une habitation individuelle. En revanche le LCOH obtenu pour les puissances de 125 kW et 400 kW avec chaudière est inférieur au LCOH du projet SOLARCADII.

Attention toutefois au périmètre de calcul du coût de revient. Pour le cas du projet SOLARCADII, le périmètre de calcul du coût de revient s'arrête à l'injection dans le CAD. Il est nécessaire d'ajouter le coût de la distribution de la chaleur et du raccord définit à 1,5 ctCHF/kWh [16] pour permettre la comparaison avec le tableau Tableau 38. Le LCOH du projet SOLARCADII serait alors 15,83 ctCHF/kWh. Au final, le coût de revient est similaire entre SOLARCADII et une chaudière pour une maison individuelle. A noter que cette évaluation n'est plus du tout valide avec la récente augmentation du prix des énergies fossiles. Le gaz a ainsi plus que doublé de prix par rapport à 2018. Cela illustre l'intérêt de la chaleur renouvelable qui a un coût de revient beaucoup moins volatil.

c) Par rapport à une installation solaire en toiture d'immeuble

Un outil développé par Swissolar<sup>8</sup> permet de faire la simulation d'une installation solaire thermique ou photovoltaïque pour une habitation résidentielle et de connaître les retombées financières et environnementales inhérentes au projet. L'utilisation de cet outil de calcul permet de déterminer le coût de revient de la chaleur pour un système solaire thermique décentralisé à partir du rapport obtenu. Ce coût de revient de la chaleur a été comparé à celui du projet SOLARCADII, comme montré en Figure 74. En Figure 75, le coût de revient est calculé sans subvention uniquement pour le projet SOLARCADII.

<sup>8</sup> <https://www.swissolar.ch/fr/services/outils/calculateur-solaire>, dernière visite le 25.09.2024

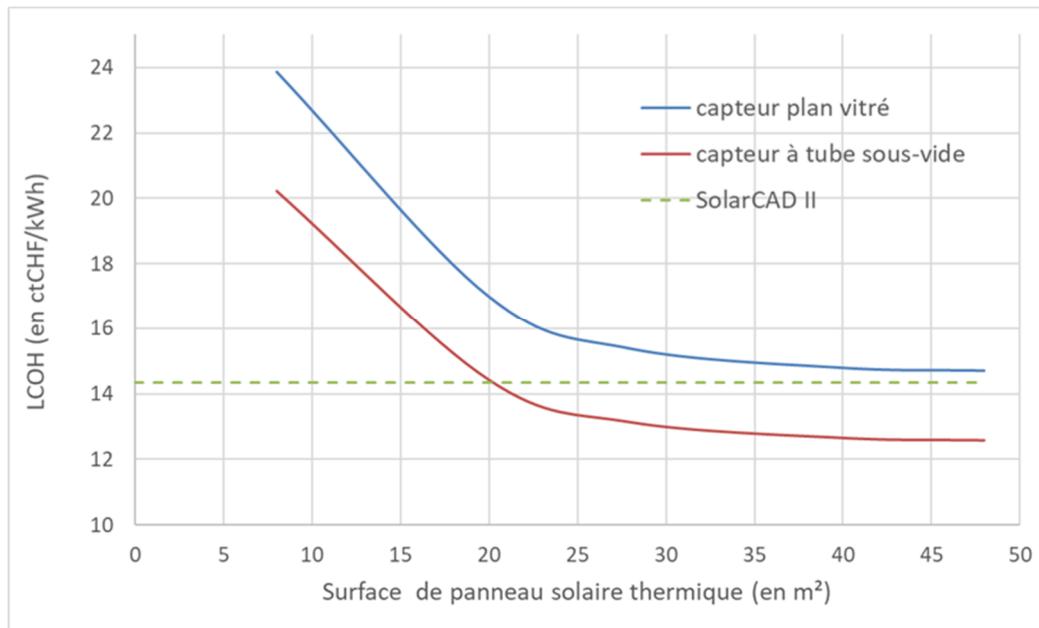


Figure 74: Variation du coût de revient de la chaleur en fonction de la surface de panneau solaire implantée pour deux types de panneau standard.

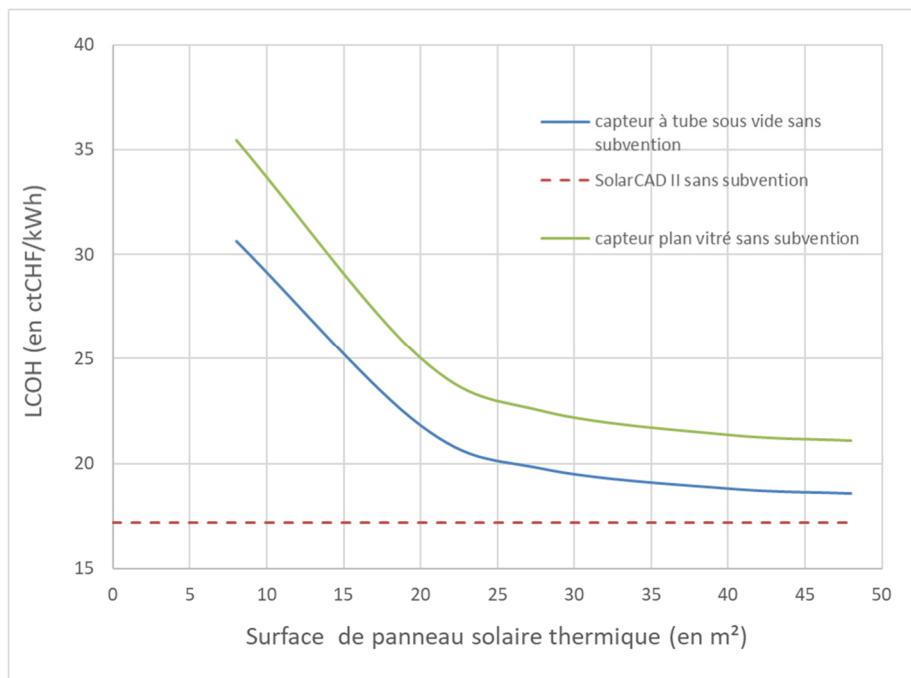


Figure 75 : Variation du coût de revient de la chaleur en fonction de la surface de panneau solaire implantée sans subvention

Les résultats ont été obtenus avec des panneaux orientés plein sud, inclinés à 35° et avec une toiture d'immeuble localisée au même endroit que le projet SOLARCADII. Les coûts d'investissement totaux pour une installation solaire thermique (ECS + chauffage) avec dispositif de stockage (accumulateur) incluent la planification, le matériel, l'installation, la mise en service et les frais administratifs. L'éventuel remplacement ultérieur de composants (pompe, agent caloporteur), les déductions fiscales et les aides financières ne sont pas pris en compte. Le LCOH calculé précédemment tient compte des déductions fiscales et des aides financières. Le taux de subvention (déductions fiscales + aides financières) est compris entre 33% et 37% selon la surface et le type de capteur.

Les résultats montrent que seul le panneau standard à tube avec une surface posée supérieure à 20m<sup>2</sup> est capable de concurrencer le coût de revient de la chaleur du projet SOLARCADII. Cependant



à subvention équivalente le coût de la chaleur avec du solaire thermique en toiture est plus élevé que le coût de la chaleur de SOLARCADII.

Comme pour la comparaison précédente, il est nécessaire d'ajouter le coût de revient de la distribution de la chaleur et du raccord définit à 1,5 ctCHF/kWh. Le coût de revient de la chaleur reste plus faible pour SOLARCADII que pour l'installation solaire thermique en toiture à condition d'avoir le même taux de subvention.

Ces coûts de revient restent néanmoins difficiles à comparer puisque pour le projet SOLARCADII, la température d'injection dans le CAD est bien plus élevée que la température d'injection calculée avec l'outil de Swisssolar pour une installation solaire thermique en toiture. Dans le cas de la centrale SOLARCADII, l'injection se fait à 85°C alors que pour l'installation en toiture, l'injection se fait à <65°C.

#### 4.7.5 Analyse de sensibilité des indicateurs économiques

Une analyse de sensibilité a été faite pour étudier l'impact des paramètres d'entrées les plus critiques sur certains des indicateurs financiers. En particulier, l'analyse de sensibilité a été conçue en tenant en considération les points suivants :

- Le taux d'augmentation annuel du prix de l'énergie a été défini à partir de l'historique du prix de vente de la chaleur dans un CAD de Genève (CADIOM) sur les 25 dernières années (voir Figure 20). Mais ce taux varie fortement d'année après année d'autant que la situation énergétique mondiale favorise la difficulté à le prédire.
- Le taux de dégradation a été défini en s'appuyant sur des études liées au solaire photovoltaïque (voir 3.2.4e). En effet, il n'existe peu voire pas d'étude sur le taux de dégradation des collecteurs solaires thermiques dans la littérature. Une analyse de sensibilité a été réalisée afin de quantifier l'impact du taux de dégradation sur différents indicateurs économiques.
- Le taux de subvention a un impact important sur le coût de la chaleur. N'ayant pas de modèle de subvention claire, la subvention varie d'un endroit à l'autre de la Suisse et d'un projet à l'autre. En moyenne, les projets de solaires thermiques sont subventionnés à hauteur d'environ 20 % avec les modèles de subventions classiques (ModEnHa). Ce programme de subvention est prévu pour de petite installation domestique. Il n'existe pas de programme de subvention spécifique pour l'intégration de grands champs solaire dans les réseaux CAD suisses. Cependant, un programme pour des applications industrielles sera mis en place en 2025 (future art 34a al1 let e de la loi sur le CO2 (RS 641.71). Dans nos pays voisins comme l'Allemagne et l'Autriche, des modèles de subventions généreux allant jusqu'à 40% des investissement initiaux [7] ont été déployé pour stimuler le développement des grandes installations solaires thermiques pour des applications industrielles et pour les CAD.
- Les projections des coûts en fonction de la puissance de l'installation pour la partie champ solaire ont déjà été présentées précédemment (voir Tableau 36). Le coût des collecteurs représente à l'heure actuelle 49% du coût global du projet, ce qui en fait le poste de dépense le plus conséquent. La variation de ce poste de dépenses semble être un facteur prépondérant

L'impact de ces facteurs a été quantifié sur la base de l'écart relatif du LCOH et du ROI pour une plage de sensibilité des facteurs entre -60% et +60%. La valeur centrale, soit 0%, correspond à la valeur initialement choisie lors de l'analyse économique.

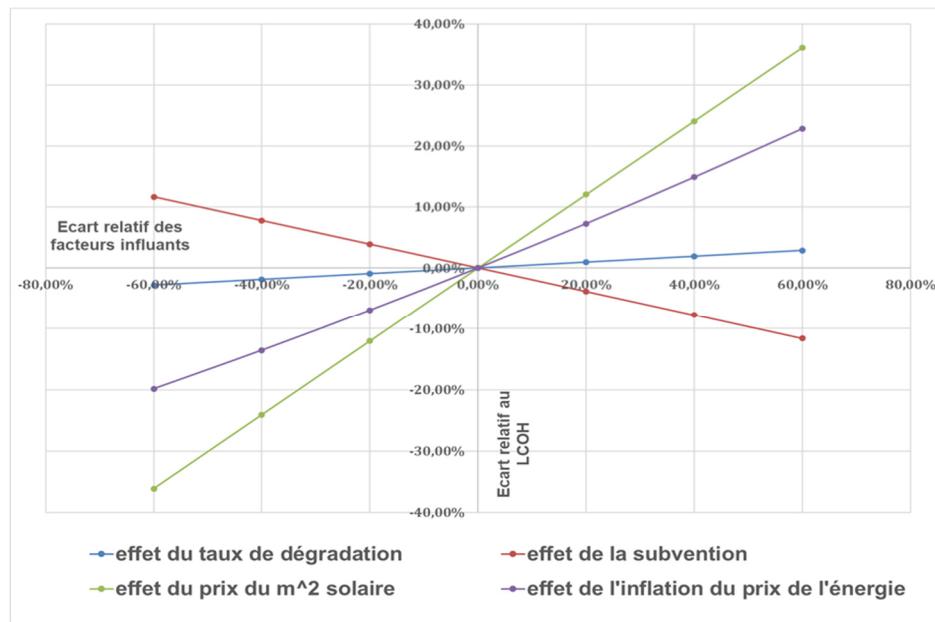


Figure 76 : Graphique décrivant l'écart relatif du LCOH en fonction des facteurs de sensibilité retenus en écart relatif

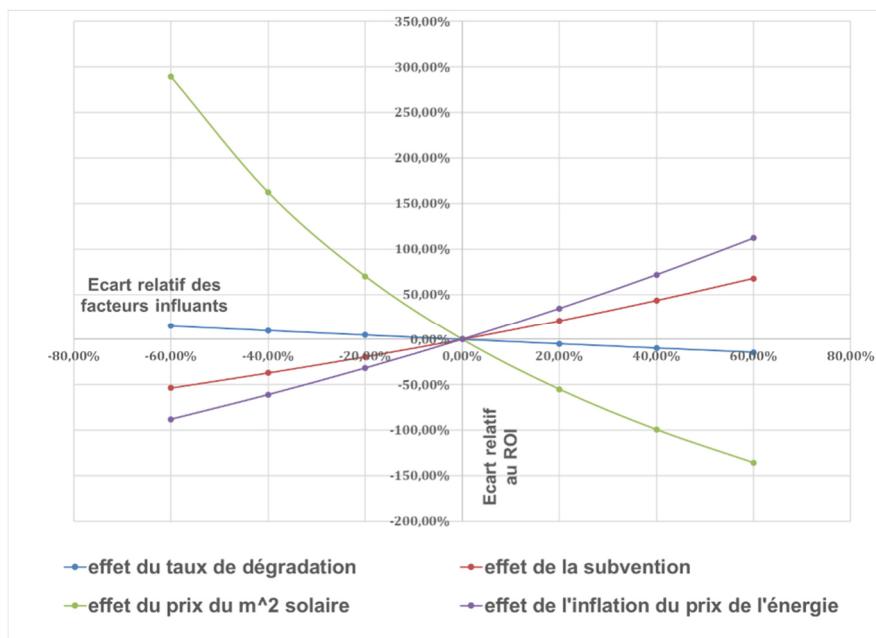


Figure 77 - Graphique décrivant l'écart relatif du ROI en fonction des facteurs de sensibilité retenus en écart relatif

Selon la Figure 76 et la Figure 77, le coût de la chaleur (LCOH) augmente avec l'augmentation du taux d'inflation du prix de l'énergie. Ceci s'explique par le fait que les coûts de maintenance sont actualisés via ce taux d'inflation. Cependant, même si le coût de la chaleur augmente, le retour sur investissement (ROI) est meilleur si le taux d'inflation du prix de l'énergie est élevé. En effet, le prix de vente moyen de la chaleur étant aussi actualisé en fonction du taux d'inflation, les bénéfices seront plus conséquents.

En outre, le LCOH et le ROI sont fortement corrélés au coût des collecteurs solaires thermiques, ce dernier étant le facteur le plus influent. Par exemple, par rapport au LCOH calculé pour le SOLARCADII sans subvention (17,41 ctCHF/KWh, avec un coût spécifique autour de 1000 CHF/m<sup>2</sup>), pour un coût du m<sup>2</sup> solaire de 550 CHF/m<sup>2</sup> (projection pour une installation d'une puissance thermique de pic de 5000 kW<sub>th</sub>), le LCOH serait de 12,53 ctCHF/KWh, soit 29% en moins. Ceci met en évidence l'intérêt de s'orienter vers des projets de grande envergure plutôt que plusieurs petits projets pour



réussir à réduire certains coûts d'investissement. Etendre le schéma de subvention valable pour les grands champs solaires dans des applications industriels aux réseaux thermiques pourrait stimuler de nouveaux gros projets solaires thermiques dans les réseaux de chaleur à distance et contribuer à la décarbonation de ce pilier important de l'approvisionnement énergétique.

En effet, les deux figures ci-dessus montrent une variation notable du LCOH et du ROI en fonction de la subvention accordée. Le LCOH diminue linéairement en fonction du taux de subvention. Les coûts d'opération et de maintenance n'étant pas pris en compte dans la subvention, une subvention de 20% ne permet pas de réduire de 20 % le LCOH, mais de 16,5%.

Certains pays frontaliers ont des modèles de subvention bien plus complets et conséquents que le modèle actuel en Suisse. Par exemple, l'Allemagne octroie une subvention maximale de 40% pour les projets combinant Solaire et CAD [29]. Avec une subvention à 40% du projet SOLARCADII, le LCOH serait de 11,75 ctCHF/KWh avec un temps de retour sur investissement de seulement 15 ans, soit 60% de la durée de vie du projet.

Le taux de dégradation quant à lui, a un faible impact sur le LCOH et le ROI. Pour une augmentation de 60% du taux de dégradation, le LCOH n'a augmenté que de 2,8%.

## 4.8 Ecobilan de la centrale SOLARCADII

### 4.8.1 Inventaire de cycle de vie

La phase d'inventaire du cycle de vie (ICV) comprend la collecte de données primaires (ou données de premier plan) relatives aux composants de la centrale SOLARCADII (types et quantités de composants, taille, densité, etc.). Cette phase comprend également la sélection de la base de données et des données d'arrière-plan qui vont permettre de modéliser l'impact environnemental de chaque composant par unité de référence (kg, m<sup>3</sup>, m<sup>2</sup>, etc.).

A cette étape, un point important concerne la qualité des données utilisées (i.e., la représentativité géographique, temporelle, technologique...) mais également leur précision (fiabilité des informations utilisées).

Les sources des données primaires utilisées ont été les suivantes :

- Liste de composants du système et leurs caractéristiques : documentation technique de la centrale mis à disposition par les ingénieurs de la HEIG-VD.
- Types de matériaux et méthodes de fabrication : documentation technique des fabricants des composants.
- Données du capteur : la liste complète de composants, les matériaux, la masse et le transport ont été fournis pour le partenaire industriel TVP Solar, et il s'agit de données fiables.
- Validation des composants réels in situ : Visite au site de la centrale solaire (Lignon).
- Longueurs de circuits hydrauliques : révision des plans de la centrale (*piping*, P&D, etc.), des rapports techniques et des factures d'achats. Visite au site de la centrale solaire (Lignon).
- Valeurs de consommation d'énergie électrique et production de chaleur de la centrale : Rapports du monitoring des paramètres suivis par la HEIG-VD.

Les sources de données secondaires (également appelées données d'arrière-plan) proviennent de la base de données suisse UVEK 2021 qui sert de base à la recommandation KBOB 2009/1:2022 de la plate-forme d'écobilan dans la construction.

#### a) Production de chaleur solaire annuelle

Le service fonctionnel rendu par la centrale est directement lié à sa production de chaleur annuelle estimée. Dans cette étude, la valeur de la production annuelle provient des résultats de suivi de 2021. La chaleur injectée dans le CAD a été mesurée par un calculateur d'énergie thermique « CALEC <sup>9</sup> » et totalise **537 MWh pour toute l'année 2021**.

#### b) Données relatives aux panneaux MT Power

<sup>9</sup> CALEC : *compteur de chaleur ou calculateur d'énergie thermique multifonctionnel*.



L'écobilan du capteur MT Power est un paramètre important de l'installation étant donné le nombre de capteurs et son caractère innovant par rapport aux capteurs solaires thermiques actuels. Cependant, aucun écobilan du capteur MT Power n'était disponible au démarrage de l'écobilan de la centrale SOLARCADII. Une démarche itérative telle que décrite dans la section 3.3.9 a été mise en place.

Tableau 39 : Principe de modélisation itérative de l'écobilan du capteur MT Power.

<b>Ecobilan de l'étape de production du capteur (modules A1-A3 selon SN EN 15804+A2)</b>			
<b>Type d'écobilan</b>	<b>Module A1 : extraction des matières premières</b>	<b>Module A2 : transport des matières premières</b>	<b>Module A3 : fabrication du capteur en usine</b>
1 <sup>ère</sup> itération	Pris en compte grossièrement	Distances par défaut ecoinvent v2 reprise par UVEK 2021	Non pris en compte
2 <sup>ème</sup> itération	Pris en compte de manière plus précise (liste des matériaux transmises par TVP Solar)	Distances spécifiques transmises par TVP Solar	Valeur estimée à partir d'écobilan de capteur solaire thermique déjà publiés dans la base KBOB
3 <sup>ème</sup> itération	A prendre en compte précisément*	A prendre en compte précisément*	A prendre en compte précisément*

*\*calculs non réalisés dans le cadre de ce projet OFEN, comme les données nécessaires n'étaient pas disponibles au moment de l'étude*

Elle consiste à affiner successivement le modèle d'écobilan du capteur depuis une « *bill of materials* » très simplifiée (écobilan « préliminaire, 1<sup>ère</sup> itération »), en passant par une « *bill of materials* » plus précise et des distances d'acheminement des matières premières du capteur spécifiques au MT Power (écobilan « intermédiaire », 2<sup>ème</sup> itération) jusqu'à un écobilan détaillé (3<sup>ème</sup> itération) de la fabrication du capteur, ce dernier cas n'ayant pas été calculé dans ce projet en raison du manque de données de fabrication des capteurs en usine notamment<sup>10</sup>. Le Tableau 39 présente cette démarche itérative en détaillant les choix de modélisation des étapes de la production du capteur MT Power.

Tableau 40 : Modèle d'écobilan « 1<sup>ère</sup> itération » du capteur MT Power (données indiquées pour un capteur).

<b>Matériau</b>	<b>Masse</b>	<b>Unité</b>	<b>Composant du Capteur</b>	<b>Données secondaires utilisées (UVEK 2021)</b>
Verre	24,00	kg	Plaque frontale	<i>Flat glass, uncoated, at plant/RER U</i>
Acier au Carbone	7,00	kg	Séparateurs	<i>Carbon cold rolled steel sheet at plant/RER U L</i>
Acier Inox	12,70	kg	Plaque arrière	<i>Chromium cold rolled steel sheet 18/8, at plant/kg/RER U</i>
Aluminium	6,20	kg	Cadre	<i>Aluminum profile, uncoated/kg/CH U</i>
Cuivre	2,50	kg	Tuyaux internes	<i>Copper, at regional storage/RER U + EXTRUSION</i>
<i><b>TOTAL</b></i>	<i><b>52.4</b></i>	<i><b>kg</b></i>		

Le modèle « préliminaire » de l'écobilan de la fabrication du capteur MT Power a été réalisé avec une liste de matériaux élémentaires transmis par TVP Solar (« *bill of materials* »). Ce modèle comprend l'approvisionnement de matières premières, composées des cinq matériaux indiqués dans le Tableau 40. Les distances de transport jusqu'au site de fabrication (Avellino, Italie) ont été adoptées à partir des recommandations des distances standard de la base de données ecoinvent v2 reprise par la base de données UVEK 2021. Ces distances sont spécifiques selon le type de matériau (acier, verre, etc.) pour un approvisionnement en Europe. Le but de ce modèle est d'avoir une première estimation du poids relatif de la fabrication des capteurs dans l'impact de toute l'installation. Le Tableau 40 résume les matériaux et masses considérées, ainsi que les données secondaires utilisées de la base de données UVEK 2021.

<sup>10</sup> Une étude spécifique d'écobilan du MT Power reste donc à mener à l'issue de ce projet.



Tableau 41 : Données d'arrière-plan de la manufacture de panneaux solaires thermiques issues de la donnée générique UVEK 2021 et adaptée à la manufacture du capteur MT Power (valeurs pour 1 panneau de 1,96 m<sup>2</sup>).

Données secondaires (UVEK 2021)	Valeur	unité
electricity, low voltage, at grid/kWh/IT U	2,27	kWh
Solar collector factory/RER/I U	3,92 E-7	Unit
tap water, at user/kg/CH U	18,4	kg

L'étape « intermédiaire » du modèle d'écobilan du capteur (Modules A1 et A2) a été entrepris sur la base des données de fabrication renseignés par le fabricant TVP Solar avec la liste complète des matières premières (module A1, voir Annex V au point 11.5) et les informations de transport des composants jusqu'à l'usine de fabrication en Avellino (module A2, voir Annex VI au point 11.6).

Pour les données de fabrication du capteur MT Power (Module A3), des informations spécifiques concernant l'énergie de fabrication du capteur MT Power dans son usine à Avellino (Italie) n'ont pas pu être obtenu.

Afin d'inclure le module A3 dans cette modèle « *2<sup>ème</sup> itération* », des données d'arrière-plan pour la manufacture d'un m<sup>2</sup> de collecteur solaire thermique ont été récupérées de la donnée de la base UVEK 2021 « flat plate collector, copper absorber, at plant/CH/I U ». Les flux récupérés sont présentés dans le Tableau 41 et concernent la consommation d'électricité, d'eau et l'usine de fabrication. Bien qu'il ne s'agisse pas du même type de capteur (plan et non pas à tube), l'approximation est suffisante en remplacement de données réelles du site de production du MT Power. Par ailleurs, les analyses de contributions permettront ensuite de voir le poids de ces flux dans le cycle de vie du capteur.

### c) Données relatives aux composants de la centrale

Un inventaire précis des quantités de chacun des composants de la centrale SOLARCADII a été effectué au moyen d'une analyse des documentations existantes, mais aussi grâce à une visite au champ solaire. Les calculs pour les composants les plus importants sont développés à l'Appendix VII (voir section 11.7). La Figure 78 montre une photo des principaux composants de la centrale

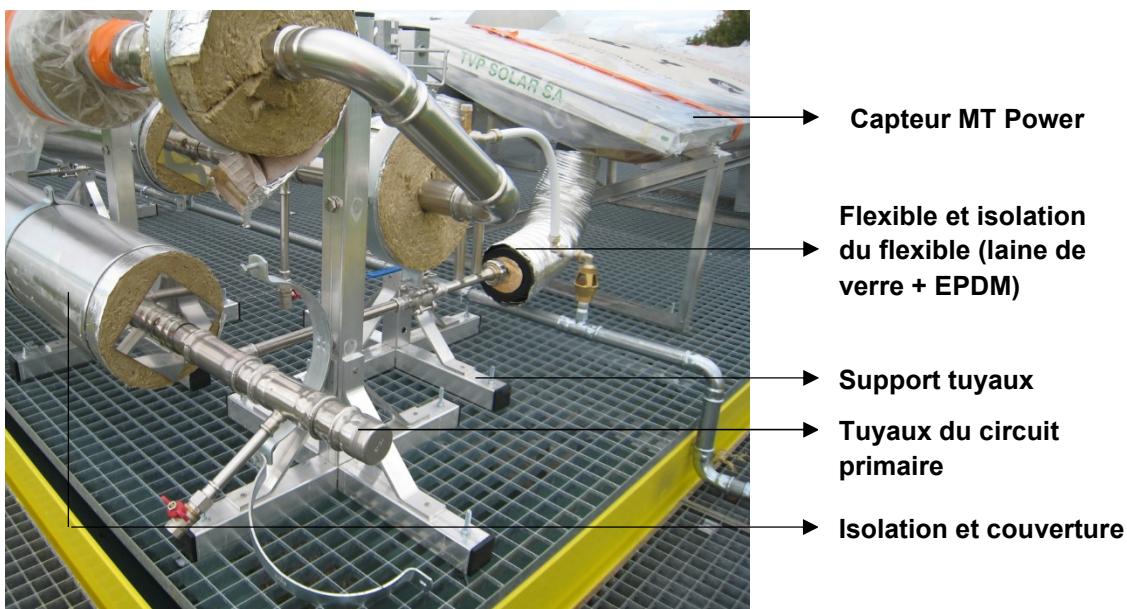


Figure 78 : Vue des principaux éléments du réseau du circuit primaire sur le champ solaire.

considérés.

Tous les éléments collectés, leur quantité et la donnée secondaire d'écobilan des principaux composants de la centrale (modules A1 à A3) sont recensés dans le Tableau 42.



Tableau 42 : synthèse de données de masse de matières premières par composant de l'installation

Ité m	Catég orie	Elément	Matériau	Qua ntité	Unit é	Den sité	Un ité	Donnée secondaire utilisée (UVEK 2021)
1	Struct ure	Grilles industriels du sol	Acier au carbone galvanisé	1411 2	[kg]	-	-	« steel sheet, zinc-coated, recycling share 2000 (37% Rec.)/kg/CH U »
2	Capte urs	Capt. MT Power	- Divers -	400	[u]	53,9	[kg /u]	(cf. §b))
3		Support de Capteurs	Profile d'aluminium	3581. 4	[kg]	-	-	aluminum profile, uncoated/kg/CH U
4	Circ. 1°.	Tuyaux DN 20,-DN50 - DN80	Acier Inox. Soudés	1369, 5	[kg]	-	-	Chromium steel Sheet 18/8 at plant/RER U + Welding, arc, steel/RER
5		Flexibles et Accessoires	Acier Inox	1200	[kg]	-	-	Chromium steel Sheet 18/8 at plant/RER U + Chromium steel product manufacturing, average metal working/RER
6		Isolation	Laine de verre	3,7	[kg]			glass wool, market mix, at regional storage/kg/CH U
			Laine de roche	313,2	[kg]			rock wool, at regional storage/kg/CH U
			EPDM	79,7	[kg]			Synthetic rubber, at plant/RER U
7		Couverture Isolation	Tôle d'aluminium 1mm épaisseur	905,2	[kg]			aluminum sheet, uncoated/kg/CH U
8		Support Tuyaux	Tube structurel acier galvanisé	515,7 4	[kg]			steel profile, tin-coated, recycling share 2000 (37% Rec.)/kg/CH U
			Tôle d' acier galvanisé	303,9	[kg]			steel sheet, zinc-coated, recycling share 2000 (37% Rec.)/kg/CH U
			Tôle d'aluminium 5mm e	86,67	[kg]			aluminum sheet, uncoated, with resource correction/CH U
9		Pompes	- Divers -	2,00	[u]	64,8	[kg /u]	circulation pump/kg/RER/I U
10		Vannes et Accessoires	Acier Inox	3	[u]	22	[kg /u]	Chromium steel 18/8, at plant/RER U + Milling, chromium steel, small parts/RER U
11		Fluide Caloporeur	Propylène Glycol	440	[l]			Propylene glycol, liquid, at plant/RER U
12		Cuve Stockage Fluide	Tôle d'acier inox plié et soudé	3,00	[u]	161. 3	[kg /u]	Heat storage 2000l, at plant/CH/I U
13		Aéro refroidisseur.	- Divers -	1	[u]	183 4	[kg /u]	ventilation unit 6700 m3/h, w. circuit connected heat exchanger, at plant/CH U
14		Vase d'expansion	- Divers -	1	[u]			Expansion vessel 80l, at plant/CH/I U
15	Circ. 2°	Tuyaux	Tuyaux d'acier au carbone sans soudure	956,7	[kg]			pipe, carbon steel/CH U
16		Isolation	Laine minérale inorganique	124,5	[kg]			Glass wool mat, at plant/CH U
17		Couverture Isolation	Tôle d'aluminium 1mm e	258,1	[kg]			aluminum sheet, uncoated/kg/CH U
18		Vannes	Vannes du circ. secondaire	-	-	-	-	Chromium steel 18/8, at plant/RER U + Milling, chromium steel, small parts/RER U
19	Parta gée	Échangeur de Chaleur	A plaques inox 316 brasé cuivre	1	[u]	85	[kg /u]	plate heat exchanger/kg/CH/I U

d) Transport vers le site d'installation de la centrale (Module A4)

La localisation du fabricant des panneaux est connue. En effet, l'usine de production est située à Avellino, Italie, d'où les panneaux sont expédiés au Lignon, dans le canton de Genève sur une distance de 1100 km. Une approche conservatrice a été adoptée, afin de ne pas sous-estimer les impacts de cette phase. En effet, un transport entièrement par camion est considéré. La masse totale à transporter correspond à 400 capteurs MT Power. Le Tableau 43 résume les données de transport des capteurs.



Tableau 43 : Distances de transport des capteurs depuis l'usine de fabrication vers le site de montage.

Masses unitaires [kg]	Masses totales [Ton]	Distances du fournisseur à Genève [km]	Quantité de transport [ton.km]
53,9	21,56	1100	23716

La quantité de transport de marchandise est exprimée selon l'unité fonctionnelle « ton.km » qui décrit le transport d'une quantité de masse sur une distance.

Pour les composants de la centrale autres que les capteurs solaires, les distances de transport sont inconnues. Par conséquent, les distances standards de transport ont été reprises des recommandations de la base de données ecoinvent version 2 reprises dans la base UVEK 2021. Ces distances sont spécifiques par type de matériau (acier, verre, etc.) et par localisation. Les informations de transport vers le site de montage des composants de la centrale SOLARCADII autres que les capteurs sont présentés dans le Tableau 44

Le transport par camion considéré est représentatif du transport moyen en Europe par camion de 16 à 32 tonnes avec la donnée secondaire d'UVEK « transport, freight, lorry 16-32 metric ton, fleet average/RER U ». Le transport de marchandise en train est également représenté par la donnée

Tableau 44 : Distances et données secondaires du transport des composants depuis l'usine de fabrication vers le site de montage.

Matériau	Éléments	Masses [kg]	Distances recommandées en Suisse (km)		Quantité de transport [ton.km]	
			Train	Camion	Train	Camion
Acier (au carbone et inox)	Tuyaux (1° et 2°) Flexibles Supports Tuyaux Vannes Cuves de Stockage Caillebotis	19213,5	600	50	2207,33	183,94
Aluminium	Supports Capteurs	4744,8	600	50	1893,92	157,83
	Couverture Isolation					
Produits chimiques organiques	Propylène Glycol	440	600	200	264	88
Divers	Pompes Aero refroidisseur Isolation Vase d'expansion Échangeur de Chaleur	2674,6	600	50	1604,4	133.7

moyenne européenne d'UVEK « transport, freight, rail, electricity only/tkm/RER ».

e) Données pour le montage sur site (Module A5)



Des travaux d'adaptation ont été effectués sur la structure métallique existante avant d'installer le champ solaire. En effet, comme expliqué précédemment, la structure appartenait à un ancien champ solaire photovoltaïque. Les anciens panneaux solaires ont donc été enlevés, et les « caillebotis » ont été ensuite montés. Ces travaux ont nécessité l'utilisation d'une grue et d'un chariot élévateur un certain nombre de jours pour monter les éléments à la structure.

Les machines utilisées sont de la marque « Manitou ». Les modèles sont « MI 18 D » pour le chariot élévateur, et « MRT 2570 » pour la grue (télescopique rotatif). La consommation moyenne par heure indiqué par le fabricant est de 3,6 et 6 l/heure de gasoil respectivement. La facture de location de la grue a été fournie par TVP Solar. Elle montre qu'elle a été louée pendant 43 heures. Les heures de travail du chariot élévateur sont toutefois inconnues. A partir du planning de montage présenté par les SIG, il est possible de récupérer le nombre de jours d'utilisation du chariot élévateur (5 jours). Ensuite, une charge de travail de 40% de la journée de travail est considérée.

Le Tableau 45 et le Tableau 46 présentent les données d'énergies utilisées avec la grue et le chariot élévateur, respectivement.

La donnée secondaire adoptée pour la modélisation de la combustion des deux machines est « diesel, burned in building machine, average/MJ/CH U ».

Tableau 45 : Calculs de la consommation de carburant de la grue

Référence	Manitou MRT 2570	
<b>Puissance</b>	127	[kW]
<b>Consommation</b>	6	[l/h]
<b>Total des heures travaillées</b>	43	[h]
<b>Consommation totale</b>	258	[l]
<b>Densité gasoil</b>	0,835	[kg/l]
<b>Consommation totale</b>	215,4	[kg]
<b>PCI gasoil</b>	43	[MJ/kg]
<b>Energie totale</b>	2573,194	[kWh]

Tableau 46 : Calculs de la consommation de carburant du chariot pour le module A5.

Référence	Manitou MI 18 D	
<b>Puissance</b>	32,8	[kW]
<b>Consommation</b>	3,6	[l/h]
<b>Jour de travail</b>	5	[Jours]
<b>Heures par journée de travail</b>	8	[h]
<b>Taux d'utilisation par jour</b>	0,4	[ - ]
<b>Heures d'utilisation par jour</b>	3,2	[h]
<b>Consommation totale</b>	57,6	[l]
<b>Densité gasoil</b>	0,835	[kg/l]
<b>Consommation totale</b>	48,1	[kg]
<b>PCI gasoil</b>	43	[MJ/kg]
<b>Energie total</b>	574,48	[kWh]



f) Maintenance de composants pendant l'exploitation (Module B2)

La maintenance correspond aux activités nécessaires au maintien du bon fonctionnement de la centrale pendant toute sa durée de vie. Dans le scénario de base de cette étude, aucune maintenance n'est considérée.

Néanmoins, à la suite du retour d'expérience sur la centrale en 2021-2022, un changement anticipé de 96 capteurs solaires à l'identique sur la durée de vie de la centrale a dû être pris en compte en raison de défauts ou de dégradation (avant leur durée de service attendue). Ces changements de capteurs sont effectués pour conserver une productivité annuelle constante durant la durée de vie de la centrale.

Ces remplacements prématurés seront pris en compte dans ce module de maintenance (module B2) dans le cadre d'un scénario alternatif au scénario de base qui suppose aucun changement de capteur.

g) Remplacement de composants pendant l'exploitation (Module B4)

Dans ce module, le remplacement du fluide caloporteur est comptabilisé tous les 10 ans en moyenne. Le propylène glycol est remplacé à l'identique avec la même quantité et la même composition, et son transport est considéré. Cette valeur moyenne est linéarisée par année de durée de vie.

h) Consommation d'énergie pendant l'exploitation (Module B6)

Le suivi de la centrale au cours de l'année 2021 a permis d'évaluer la consommation d'électricité essentiellement liée aux pompes de circulation. La consommation annuelle suivante est donc considérée pendant toute l'étape d'utilisation de la centrale :

$$E_{CONSUMMÉE} = 14,33 \text{ MWh/an}$$

L'électricité consommée est représentée par la donnée secondaire d'UVEK « electricity, low voltage, at grid/kWh/CH U ».

i) Étape de Fin de vie et démantèlement de la centrale (Modules C1-C4)

Comme indiqué dans la section 3.3.8, un scénario standard d'élimination et/ou de valorisation des matériaux en Suisse a été repris de la recommandation KBOB 2009/1:2022 [17][30]. En effet, les scénarios d'élimination et de valorisation des matériaux sont dépendants du contexte local et national. En outre, il ne semble pas utile de préciser ou questionner les scénarios standard définis en Suisse sur l'élimination et la valorisation des matériaux faute de données spécifiques plus précises. Ces scénarios décrivent les activités des modules C1 à C4, la déconstruction sur site, le transport vers un centre de traitement des déchets, le traitement/tri des déchets et leur élimination finale.

Tableau 47 : Matériaux traités en fin de vie de la centrale

Matériaux	Masse [kg]	Données secondaires UVEK 2021
Aluminium	4744,76	disposal, non-ferrous metals, as building waste/CH U
Acier Inox	3238,47	disposal, steel, as building waste/CH U
Acier au Carbone	15975,01	disposal, steel, as building waste/CH U
Isolant	521,19	disposal, mineral thermal insulation, as building waste/CH U
Divers	2153,4	
<b>TOTAL</b>	<b>24479,45</b>	

Les composants sont regroupés par type de matériau pour réaliser l'inventaire de l'étape de fin de vie. Le Tableau 47 présente les types et quantités de matériaux en fin de vie de la centrale avec en dernière colonne les données secondaires UVEK correspondantes. La catégorie « Divers » correspond à des équipements (pompes, aéro-refroidisseur, échangeur...) dont l'élimination n'a pas été prise en compte faute de données spécifiques.

Les opérations de broyage, tri, et maintenance de l'équipement sont pris aussi en compte. Le transport de certains matériaux séparés vers des autres filières de valorisation, élimination ou recyclage sont aussi considérées. Finalement, pour la part recyclée, les opérations de tri, broyage, nettoyage, compactage sont prises en compte. Pour la part valorisée énergétiquement, la combustion



dans des centres d'incinération, ainsi que toutes les émissions et consommations des énergies associées sont considérées. Les chaînes de processus associées sont précisées dans [30] [32] (« Analyses harmonisées du cycle de vie de l'élimination des matériaux de construction »).

#### 4.8.2 Résultats de l'écobilan à l'échelle de la centrale

##### a) Impacts du cycle de vie de la centrale par kWh de chaleur injectée dans le CAD

Les résultats d'impacts environnementaux de l'installation pour l'unité fonctionnelle décrite précédemment (kWh de chaleur injectée dans le CAD) pour le cas de référence sont rapportés dans cette section. Le Tableau 48 présente les résultats pour les trois catégories d'impact.

Tableau 48 : Impacts par kWh de chaleur solaire produite par la centrale SOLARCADII pour les catégories d'impacts retenues, et analyse de contributions.

Indicateur d'impact	Impact du cycle de vie par UF	Contributions des étapes du cycle de vie [%]				
		Production(A1-A3)	Transport (A4)	Installation(A5)	Utilisation (B4, B6)	Fin de Vie (C1-C4)
Ecological Scarcity Total [UBP/kWh]	45,9	67,09	0,53	0,53	31,80	0,06
GWP [g CO <sub>2</sub> -eq/kWh]	17,7	77,48	0,70	0,88	20,86	0,08
Energie primaire non-renouvelable [kWh/kWh]	0,11	45,80	0,46	0,53	53,16	0,05

Pour rappel, l'étape de maintenance des capteurs (module B2 selon la norme SN EN 15804+A2) n'est pas considérée dans le cas de référence et sera discuté dans une prochaine partie dédiée aux analyses de sensibilité.

Les émissions de gaz à effet de serre sont de 17,7 g de CO<sub>2</sub>-eq/kWh de chaleur injectée en moyenne sur le cycle de vie de la centrale<sup>11</sup>. Pour 1 kWh de chaleur injectée est associé 0,11 kWh d'énergie grise, répartie environ à 50% entre la fabrication et l'exploitation de la centrale. Autrement dit, le temps de retour énergétique sur l'énergie grise investie dans le cycle de vie de référence de 25 ans est d'un peu moins de 3 ans. Le temps de retour énergétique sur l'énergie grise investie seulement dans les étapes de production et de mise en œuvre (modules A1 à A5) est d'un peu plus de 1 an.

##### b) Impacts du cycle de vie de la centrale par kWh de chaleur injectée dans le CAD

Il est intéressant de ramener l'impact du cycle de vie de l'installation à la surface de capteur installée, l'unité déclarée est alors un m<sup>2</sup> de surface de capteur pendant la durée de vie de l'installation de 25 ans.

Tableau 49 : Impacts par m<sup>2</sup> de la centrale SOLARCADII

Indicateur d'impact	Impact du cycle de vie de l'installation
Ecological Scarcity Total [UBP/m <sup>2</sup> ]	785216,8
GWP [kg CO <sub>2</sub> -eq/m <sup>2</sup> ]	302.1
Energie Primaire non-renouvelable [kWh/m <sup>2</sup> ]	1884,7

Le Tableau 49 montre l'inclusion de tous les composants de la centrale multiplie l'impact carbone par m<sup>2</sup> par trois comparé à la fabrication seule du capteur (voir section précédente). Une tendance similaire est observée sur les autres catégories d'impact retenues.

##### c) Analyse de contributions des étapes du cycle de vie

<sup>11</sup> Comme cela sera présenté à la section 4.8.2, sans la prise en compte des caillebotis, l'impacts en émissions de GES est abaissé à 15.1 kg CO<sub>2</sub>-eq/kWh soit une valeur encore plus proche de la valeur pour une installation solaire thermique.



La Figure 79 montre graphiquement les contributions de chaque étape du cycle de vie de la centrale pour chaque catégorie d'impact (en correspondance avec les contributions indiquées dans le Tableau 48 précédent).

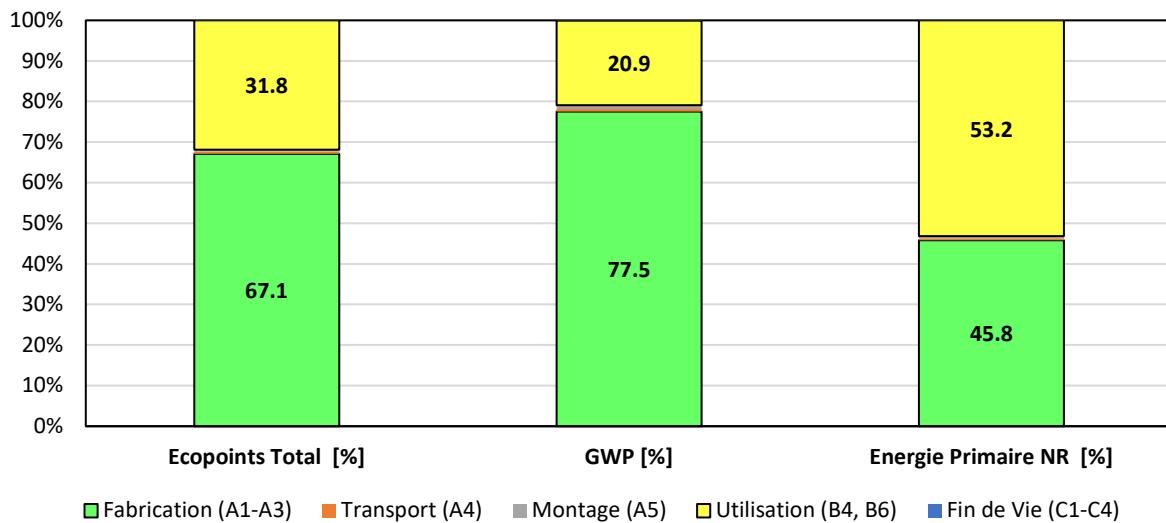


Figure 79 : contributions des étapes de cycle de vie dans l'impact total.

Les étapes de production (modules A1 à A3) et d'utilisation (modules B4 de remplacement et B6 d'utilisation d'énergie) sont les plus contributrices sur tous les indicateurs. L'étape de production compte pour 67% des impacts Ecopoints '21, 78% des émissions de gaz à effet de serre et 46% de l'énergie primaire non-renouvelable consommée. L'étape d'utilisation est de peu la première contribution dans la consommation d'énergie primaire non-renouvelable (53%) et la deuxième sur les impacts d'Ecopoints (32%) et les émissions de gaz à effet de serre (21%). Les étapes de Transport (A4) et Montage (A5) et de Fin de Vie (C1 à C4) sont peu contributrices et représentent ensemble moins de 2% des impacts sur tous les indicateurs.

Dans l'étape d'utilisation, l'essentiel des impacts (plus de 90%) provient du module B6 et de l'électricité consommée durant l'exploitation. Pris isolément, le module B6 contribue à 30,5% des Ecopoints, 19,4% de l'émission de gaz à effet de serre et 51,6% de la consommation d'énergie primaire non-renouvelable. Cela pourrait changer si le COP électrique de l'installation solaire thermique était optimisé.

#### d. Analyse de contributions de l'étape de fabrication de la centrale

Une décomposition des contributions par type de composant de la centrale est présentée Figure 80. Certains éléments, appartenant à des circuits différents (par ex. les tuyaux, l'isolation ou les pompes) ont été regroupés ensemble.

Les capteurs solaires pèsent le plus lourd dans l'étape de production avec 42 à 44% des impacts sur tous les indicateurs. La fabrication des grilles du sol (caillebotis)<sup>12</sup> et des supports des capteurs ont chacun des contributions similaires entre 13 à 18% des impacts. A noter que les caillebotis ont dû être ajoutés pour faciliter la maintenance et la visite de l'installation. Pour une installation au sol ou sur une toiture plate, ces caillebotis ne seraient pas nécessaires. Les tuyaux des circuits primaire et secondaire sont en quatrième position avec environ 11 % des impacts. L'aéro-refroidisseur (ventilateur) représente environ 5,5% des impacts suivis par la couverture d'isolation avec environ 4%. Finalement, les autres éléments (glycol, vannes, cuves de stockage, isolation, échangeur et vase

<sup>12</sup> Dans des installations solaires conventionnels, les capteurs sont normalement installés dans le sol, donc les caillebotis et la grue ne seraient pas forcément nécessaires. Cette particularité de SOLAR CAD II a donc pénalisé négativement, la valeur d'impact par kWh de chaleur injectée, par rapport aux installations solaires typiques.



d'expansion ont un impact minimal, inférieur à 1,5% chacun, et inférieur à 6% au total sur tous les indicateurs.

Sur la base de cette analyse de contribution, la fabrication des capteur solaires MT Power en premier lieu, puis des caillebotis et des supports de capteurs sont les « *hot-spots* » de l'écobilan, les procédés qui contribuent le plus aux impacts de la production de la centrale, voire de son cycle de vie complet dans le cas des capteurs. Cela démontre l'importance de suivre une stratégie d'éco conception lors du

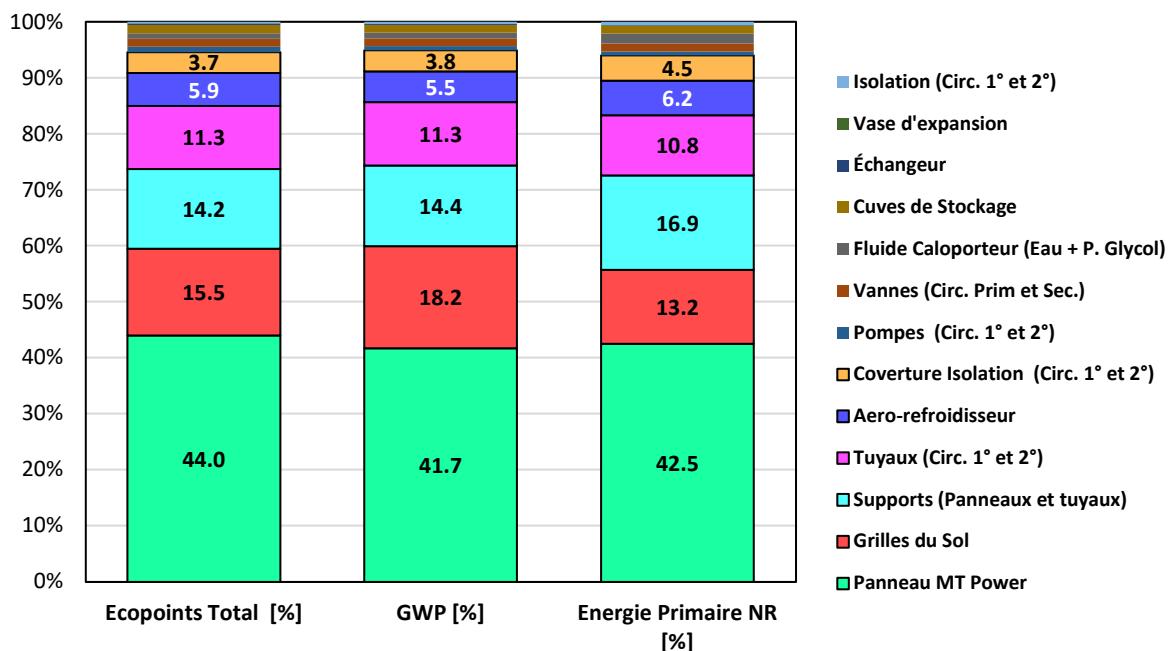


Figure 80 : Contributions des composants à l'étape de fabrication

développement des collecteurs pour limiter les impacts par kWh de chaleur produite.

#### e. Décomposition des impacts dans l'indicateur Ecopoints

Comme décrit précédemment, l'indicateur Ecopoints est un indicateur global qui pondère chaque ressources ou polluants en fonction de limites d'émissions définies dans la législation suisse. La décomposition des impacts Ecopoints selon les différentes étapes du cycle de vie et les catégories d'impacts qui composent l'indicateur est montrée en Figure 81.

L'étape de fabrication en jaune est la principale contribution sur la majorité des catégories d'impact suivie de l'étape d'utilisation en vert comme indiqué précédemment. La plupart des impacts environnementaux proviennent du potentiel de réchauffement climatique (40 % des Ecopoints), de l'élimination des déchets radioactifs liés à l'utilisation d'électricité nucléaire (18 %), les émissions de particules fines (13 %) et de métaux lourds dans l'air (9 %) liées essentiellement à la fabrication, et la consommation de ressources énergétiques (8 %) dont la distribution entre étapes de fabrication et d'utilisation est similaire à celle du résultats de consommation d'énergie primaire non-renouvelable. La production de déchets provient de l'étape de fabrication et représente 4 % des Ecopoints. Le reste des 14 catégories d'impact sont faiblement concernées par des dommages et totalisent 8 % des Ecopoints.



Cette analyse montre les principaux dommages environnementaux qui peuvent être causés par le cycle de vie de la centrale mais aussi ceux qui ne sont pas concernés. Une analyse complémentaire permettrait d'identifier par exemple les activités précises qui contribuent à ces types de dommages.

#### 4.8.3 Résultats de l'écobilan à l'échelle du réseau thermique

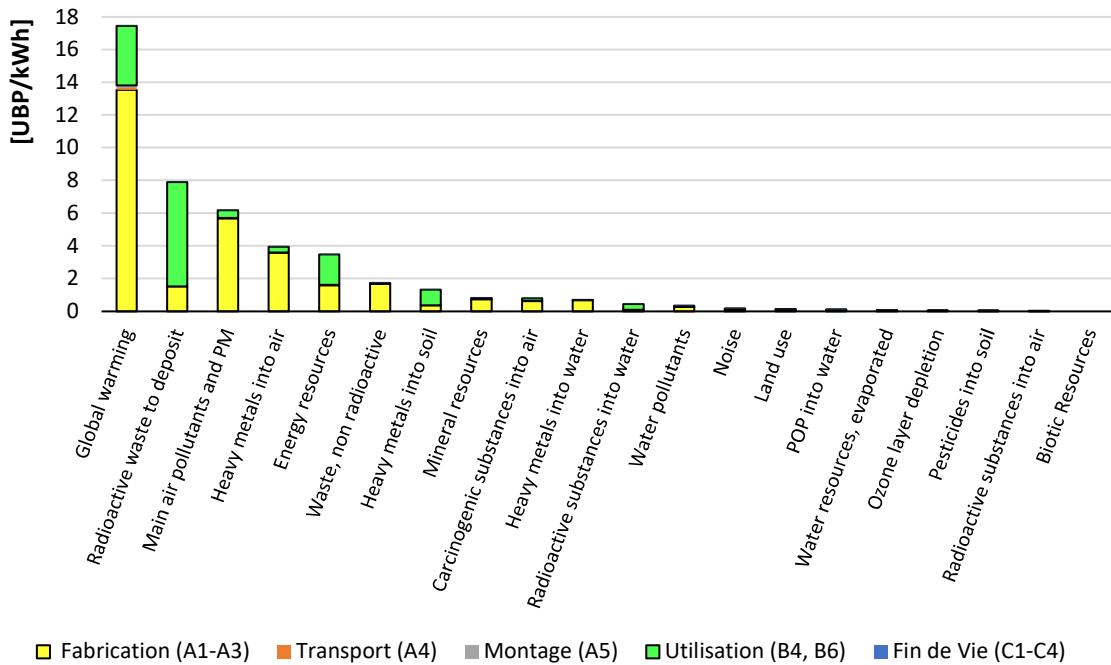


Figure 81 : contribution des étapes du cycle de vie et des catégories d'impact dans les Ecopoints.

##### a) Comparaison avec d'autres technologies de production de chaleur pour réseau thermique

Afin de rendre comparables les résultats obtenus pour la centrale SOLARCADII par rapport à d'autres technologies de production de chaleur pour les réseaux CAD en Suisse, il faut ajouter à la centrale des éléments additionnels.

L'unité fonctionnelle initiale de l'écobilan considère la chaleur injectée dans le réseau CADSIG. Elle considère à présent la chaleur arrivant jusqu'à l'utilisateur final du réseau CADSIG. Pour cela, le cycle de vie du réseau CAD et les pertes de chaleur du transport jusqu'à l'utilisateur final doivent être prises en compte.

L'approche la plus précise serait de calculer l'impact réel du réseau CADSIG à partir de son infrastructure et de la quantité de chaleur annuelle circulant dans le réseau. Cependant, pour une première approche et sans disponibilité de ces données, une valeur générique d'écobilan du réseau CAD est sélectionnée de la base de données UVEK 2021, « transport, district heat, average/CH U » pour laquelle des impacts sont exprimés par MJ ou kWh de chaleur transportée.

Ensuite, il faut aussi ajouter une valeur d'impact représentative des pertes lors du transport de la chaleur depuis le site de production (ou injection) jusqu'à l'utilisateur. A partir d'un projet financé par le programme d'encouragement SWEET (SWiss Energy research for the Energy Transition) et menée par une collaboration entre la HEIG-VD et la UNIGE-SE sur les stratégies pour réduire la température des réseaux de chauffage à distance du CADSIG, la perte de chaleur dans le réseau a été estimée à 6% [31].

Les résultats d'impact pour la nouvelle unité fonctionnelle d'un kWh de chaleur solaire fournie à l'utilisateur final sur le réseau CADSIG sont donnés dans Tableau 50. Ces résultats prennent en compte les impacts du réseau thermique lui-même et de l'énergie nécessaire pour la livraison de la chaleur. Les impacts liés à la distribution de la chaleur (réseau de distribution, pertes thermiques et énergie pour circuler le fluide caloporteur) sont détaillés dans le Tableau 51.



Tableau 50: Impacts de la chaleur solaire utile sur le réseau CAD (en prenant en compte les impacts liés au réseau ainsi qu'à la distribution de la chaleur)

Indicateur d'impact	Impact par kWh
Ecological Scarcity Total [UBP]	60,5
GWP [g CO <sub>2</sub> -eq]	22,2
Energie primaire non-renouvelable [kWh]	0,161

SOLARCAD II fourni une énergie qui est compétitive d'un point des émissions de GES du même ordre que d'autres technologies d'énergie renouvelable comme la centrale bois à cogénération ou la centrale géothermique (entre 20 et 22 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh). Le potentiel de décarbonation des réseaux CAD suisse en général, et du CADSIG en particulier, est confirmé par des émissions de GES égale au tiers des émissions moyennes des réseaux suisses et du réseau CADSIG (67 et 69 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh respectivement).

b) Intégration dans le CADSIG et mix de chaleur

La Figure 82 montre l'approvisionnement mensuel de chaleur dans le réseau CADSIG en 2017 à partir de mesures. L'approvisionnement de chaleur fatale issue d'unités d'incinération des ordures ménagères (UIOM) est relativement constant tout au long de l'année, en orange sur le graphique. Des pics d'approvisionnement de chaleur issue de centrales à gaz ont lieu en hiver, en bleu sur le graphique. La production de SOLARCADII en 2021 a été ajoutée en gris pour la remettre en contexte sur l'approvisionnement totale de chaleur du réseau CADSIG. Cette production est marginale en comparaison de la production des UIOM et de la centrale à gaz à cogénération, comme on peut le voir sur la partie zoomée du graphique où la production solaire (en gris) ne dépasse pas 100 MWh/mois en été. La chaleur solaire injectée (536 MWh/an) représente 0,2 % de l'approvisionnement total (319

Tableau 51 : Impacts du réseau CAD par kWh de chaleur transportée

Indicateur d'impact	Impact par kWh
Ecological Scarcity Total [UBP]	11,2
GWP [g CO <sub>2</sub> -eq]	3,25
Energie primaire non-renouvelable [kWh]	0,042

GWh).

D'un point de vue attributionnel, la centrale SOLARCADII contribue à diminuer l'empreinte carbone du CADSIG de 69,0 à 68,9 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh (-0,12 %).

En adoptant un point de vue « conséquentiel » et dans l'hypothèse où la demande sur le réseau CADSIG reste constante, la production solaire substituerait entièrement la production de la centrale à gaz étant donné qu'il s'agit de la seule technologie de production modulable. Ainsi, avec des émissions de GES de la centrale à gaz à cogénération de 106 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh d'après la base de données UVEK 2022, ce serait 56,8 tonnes de CO<sub>2</sub> équivalent qui serait évitées chaque année grâce à la centrale solaire, soit l'équivalent de l'impact annuel de 4 habitants suisses.

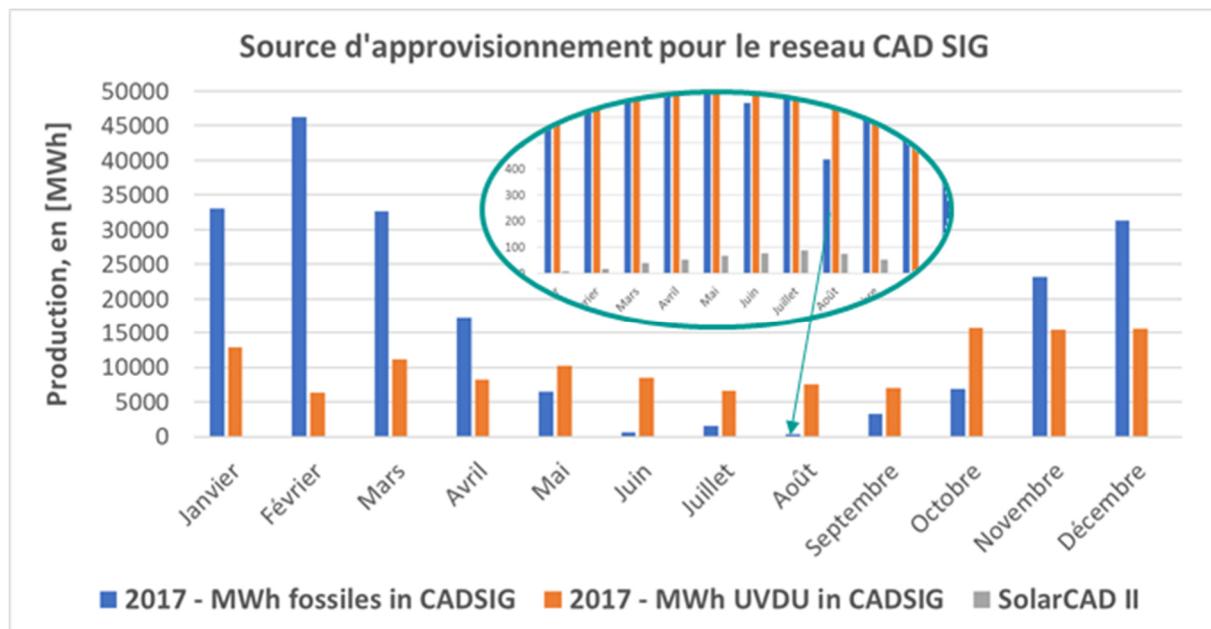


Figure 82 : Sources d'approvisionnement de chaleur pour le réseau CADSIG.

### c) Temps de retours climatique et énergétique

Il est également possible de calculer des temps d'amortissement environnementaux de la centrale, à ne pas être confondre avec le temps de retour énergétique standard qui se calcul à l'échelle du système de production seul.

Tableau 52: Calcul du « temps de retour énergétique » de la centrale.

Paramètre	Valeur	Unité
Production annuelle	537	MWh/an
Impact du CAD avec Centrale à cogénération, gaz	0,495	kWh/kWh
Impact évite annuellement	-265.8	MWh
Impact du cycle de vie de la centrale	1 463	MWh
Temps de « retour climatique »	5,5	ans

Le Tableau 52 donne les valeurs clés du calcul du temps de retour climatique. Il s'agit de la durée pour laquelle le budget carbone investi pour la mise à disposition de la centrale est « remboursé » par la substitution d'une production de chaleur au gaz sur le CADSIG. Ce calcul est fait selon l'hypothèse que la demande sur le réseau CAD reste constante (voir section précédente) et que SOLARCADII n'a pas été construite pour répondre à une demande supplémentaire sur le réseau CADSIG.

Le temps de retour climatique calculé est d'un peu plus de 4 ans, ce qui signifie qu'après cette période, la centrale contribuera positivement à l'objectif climatique, en comparaison à la configuration du réseaux CADSIG précédent la décision d'installer SOLARCADII, et à demande constante sur ce réseau à l'avenir. Ce temps d'amortissement pourrait être beaucoup plus faible dans le cas où la chaleur solaire vient substituer de la chaleur ayant des impacts environnementaux plus importants (chaudière fossile).

Le même raisonnement peut être appliquée à l'indicateur d'énergie primaire du cycle de vie de SOLARCADII est reporté dans l'installation est calculé dans le Tableau 53



Tableau 53 : Calcul du temps de retour climatique de SOLARCADII

Paramètre	Valeur	Unité
Production annuelle	537	MWh/an
Impact du CAD avec Centrale à cogénération, gaz	106	g CO2-eq/kWh
Impact évite annuellement	-56,8	t. CO2-eq
Impact du cycle de vie de la centrale	235	t. CO2-eq
Temps de « retour climatique »	4,1	ans

#### 4.8.4 Interprétation des résultats

##### a) Détermination des paramètres influents

La sélection des paramètres incertains influents s'est faite sur une analyse des résultats précédents,

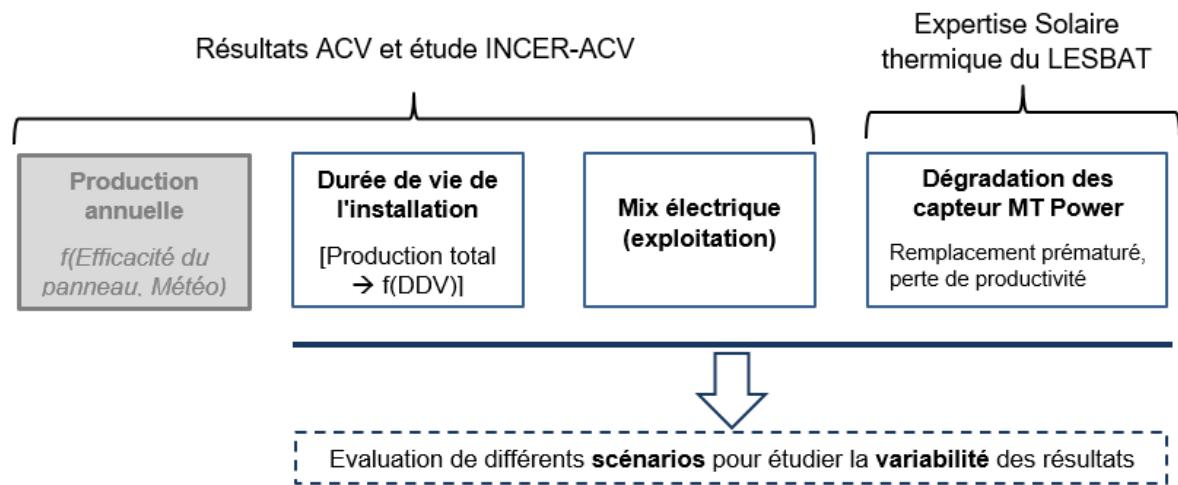


Figure 83 : Démarche suivie pour l'identification des paramètres sensibles.

de la littérature et du retour d'expérience sur la centrale.

La fabrication du capteur MT Power et la consommation électrique de la centrale lors de son exploitation ont été identifiées comme les aspects les plus contributeurs du cycle de vie. La fabrication des grilles caillebotis est un paramètre incertain considéré car, bien qu'elle fasse partie du cas d'étude, habituellement elles ne seraient pas nécessaires dans ce type d'installation.

L'étude INCER-ACV [32], bien qu'elle concerne la technologie solaire photovoltaïque, a servi de point de départ pour identifier les paramètres clés qui peuvent être également extrapolés pour le solaire thermique. Ainsi la durée de vie de la centrale et le mix électrique utilisé lors de l'exploitation de la centrale ont été considérés de facteurs importants de l'analyse. Enfin, selon l'expérience acquise par l'HEIG-VD dans le domaine du solaire thermique, il a été établi que la dégradation des panneaux dans le temps est un facteur incertain à considérer. En conclusion, les paramètres incertains dont l'influence sur les résultats a été explorée sont les suivants :

1. **Durée de Vie (DDV) de l'installation** : ce paramètre influence directement la production totale de la centrale et donc l'impact environnemental du kWh produit. La fenêtre temporelle considérée a été comprise entre 20 et 30 ans de durée de vie.
2. **Mix électrique (exploitation)** : ce paramètre influence directement l'impact de l'électricité consommée pour alimenter la centrale en phase d'utilisation. Il peut être le mix national moyen, un mix certifié d'énergie renouvelable ou un mix d'importation depuis les pays voisins.



3. **Dégénération des capteurs MT Power dans le temps** : des défauts de fabrication ou des aléas lors de l'utilisation peuvent dégrader les panneaux et amener à leur remplacement prématué. Des panneaux dégradés affectent directement la productivité de la centrale. Des stratégies de maintenance peuvent être mises en place pour conserver une productivité donnée de la centrale. Par ailleurs, le vieillissement « naturel » des capteurs peut amener à une diminution faible mais régulière de la productivité annuelle de la centrale.

D'autres paramètres certains connus pour être influents comme l'efficacité des capteurs et les conditions météorologiques n'ont pas été considérés dans cette étude. Ces aspects mériteraient une étude dédiée sur la paramétrisation du modèle d'écobilan.

b) Analyse d'incertitude sur les paramètres influents

L'analyse d'incertitude ci-après consiste à évaluer la variabilité des résultats en faisant varier un à un les valeurs des paramètres influents cités ci-dessus selon des scénarios possibles.

Pour le cas de référence, la valeur de production mesurée en 2021 a été considérée constante pendant les 25 années de vie de l'installation. Cependant, pour les autres scénarios, des valeurs associées à différentes pertes de performances annuels ont été calculées. Une valeur moyenne de production a été également calculée avec les données météorologiques des 10 années antécédentes.

Les scénarios étudiés ont été les suivantes :

1. Scénario 1 : cas de base d'une durée de 25 ans, avec un mix électrique suisse moyen, sans dégradation ni défaut des capteurs et donc une productivité annuelle fixe.
2. Scénario 2 : même que le scénario 1, mais avec dégradation prématuée des capteurs. Sur la base de données de suivi de la centrale, il a été admis que 1 % des capteurs soient dégradés et nécessitent d'être remplacés chaque année pour maintenir une production constante, soit 4 capteurs par an et 96 capteurs sur un cycle de vie de la centrale de 25 ans. Cette activité est incluse dans le module B2 « Maintenance ».
3. Scénario 3 : même que le scénario 1, mais avec une dégradation de la production de 1 % par an à partir de la deuxième année. Le remplacement du panneau n'est pas pris en compte (module B4) et les impacts sont évalués pour différentes durée de vie de l'installation (entre 20 et 30 ans).
4. Scénarios 4 et 5 : ces deux scénarios évaluent l'impact de différents mix électriques pour l'exploitation de la centrale, lors de la phase d'utilisation. Le scénario 4 considère un mix européen moyen (mix ENTSO-E européen, 522 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh). Pour le scénario 5, un mix électrique Suisse certifié 100 % énergies renouvelables a été adopté (15,4 g CO<sub>2</sub>-eq/kWh)<sup>13</sup>.
5. Scénarios 6 et 7 : même que le scénario 1, avec une durée de vie de l'installation de 20 ou de 30 ans, respectivement.

---

<sup>13</sup> Ces deux mix électriques constituent des mix « extrêmes » dans la mesure où sur l'année, il n'est pas possible pour la centrale d'être physiquement alimenté par l'un ou l'autre de ce mix. Ils permettent juste de se faire une idée de la variation des grammes de CO<sub>2</sub>-eq par kWh de la chaleur solaire selon ces deux configurations « extrêmes ».



Le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** présente les résultats de l'indicateur GWP obtenus pour chaque scénario avec en dernière colonne la variation d'impact du scénario par rapport au scénario de référence. La plage de variation absolue par rapport au cas de référence va de 9 à 62 %. Le scénario qui apporte la plus grande variation est l'utilisation d'un mix électrique d'exploitation européen plus carboné (+60 % de l'indicateur GWP) suivi d'une durée de vie plus courte de 5 ans (+25 %). A l'inverse, assurer la fourniture d'électricité renouvelable pour l'exploitation et rallonger la durée de 5 ans contribuent tous deux à diminuer l'impact de la centrale de 17 %. Les effets de la dégradation des panneaux et de leur performance (-1% de productivité par an) impliquent une augmentation de 37 % de l'indicateur GWP dans le cas d'une baisse de productivité annuelle due au vieillissement, et de 8 % dans le cas de capteurs devant être remplacés prématurément.



Tableau 54: Évaluation de différents scénarios de cycle de vie de la centrale sur l'indicateur GWP

Scénario	Description	GWP	Variation
		(g CO2-eq/kWh)	(%)
1	Cas de référence	17,7	-
2	Maintenance (B2) : remplacement prématûre de 96 capteurs	19,1	+ 8,1
3	Production annuelle : -1%/an	24,3	+ 37,3
4	Mix électrique : européen ENTSO-E (GWP +76 %)	28,4	+ 60,8
5	Mix électrique : Suisse renouvelable (GWP -88 %)	14,7	- 16,8
6	Durée de vie : 20 ans	22,1	+ 25
7	Durée de vie : 30 ans	14,7	- 17

L'approvisionnement en électricité renouvelable pour le fonctionnement de la centrale et la mise en place d'une stratégie de suivi et de maintenance permettant d'éviter une dégradation prématûre de la centrale et de rallonger sa durée de vie, sont deux leviers importants pour améliorer l'efficacité environnementale de la production de chaleur.

c) Analyse du meilleur et du pire scénario

Des valeurs de paramètres influents sont combinées pour créer les scénarios le plus favorable et le moins favorable.

Tableau 55: variation par rapport au scénario de référence pour le « meilleur » et le « pire » scénario.

Scénario	Description	GWP (gCO2-eq/kWh)	Variation (%)
Meilleur	DDV: 30 ans ; Mix CH renouvelable ; sans dégradation	12,4	- 30,0
Référence	Cas de référence	17,7	-
Pire	DDV: 20 ans ; Mix UE ENTSO-E Production annuelle : -1%/an ; Remplacement de capteurs : 1%/an	35,0	+ 98,3

Le Tableau 55 présente ces scénarios et les résultats obtenus sur l'indicateur GWP. Le scénario le plus favorable consiste en une centrale d'une durée de vie de 30 ans, approvisionnée en électricité renouvelable et qui ne connaît aucune dégradation de sa performance durant son étape d'utilisation. Dans ce meilleur cas, l'émission de GES du kWh est diminuée de 30 % par rapport au cas de référence. Le pire scénario consiste en une durée de vie de 20 ans seulement, un approvisionnement en électricité selon le mix européen moyen et une dégradation de la productivité annuelle durant l'étape d'utilisation. Dans ce contexte, l'émission de GES du kWh de chaleur produit triplerait quasiment par rapport au cas de référence (+100 % environ).

Cette analyse donne une estimation de l'intervalle possible dans l'efficacité environnementale de la centrale solaire selon les conditions d'utilisation et de dégradation.

Il faut préciser, sur la base de la Figure 82 et dû au fait que la centrale solaire produit la majorité de sa chaleur en été, il est possible d'admettre que l'électricité consommée pour le contrôle de l'installation et le fonctionnement des pompes sera probablement issue d'énergies renouvelables.

d) Analyse de la contribution des différents mix électriques



Lorsque les données secondaires du mix énergétique sont modifiées, la contribution de la phase d'utilisation peut changer radicalement. On peut constater d'après la Figure 84, que le passage d'un mix suisse moyen à un mix européen fait passer la contribution de l'étape d'utilisation de 21 % à 51 %. A l'inverse, le choix de considérer un mix électrique certifié 100% renouvelable ferait passer la contribution de cette étape de 21 % à 5 %. Cette analyse montre un des aspects importants de l'influence que peut avoir l'emplacement géographique (un autre aspect non étudié ici étant la productivité liée à l'irradiation solaire). Par ailleurs, l'interaction qui existe entre la centrale solaire et le mix électrique, serait à considérer dans une stratégie de décarbonation à l'échelle régionale ou nationale. À noter que cela est dû au faible COP électrique de la centrale (~35 pour 2021). Avec un COP plus raisonnable (~100), l'influence du mix énergétique est fortement amortie par un facteur trois.

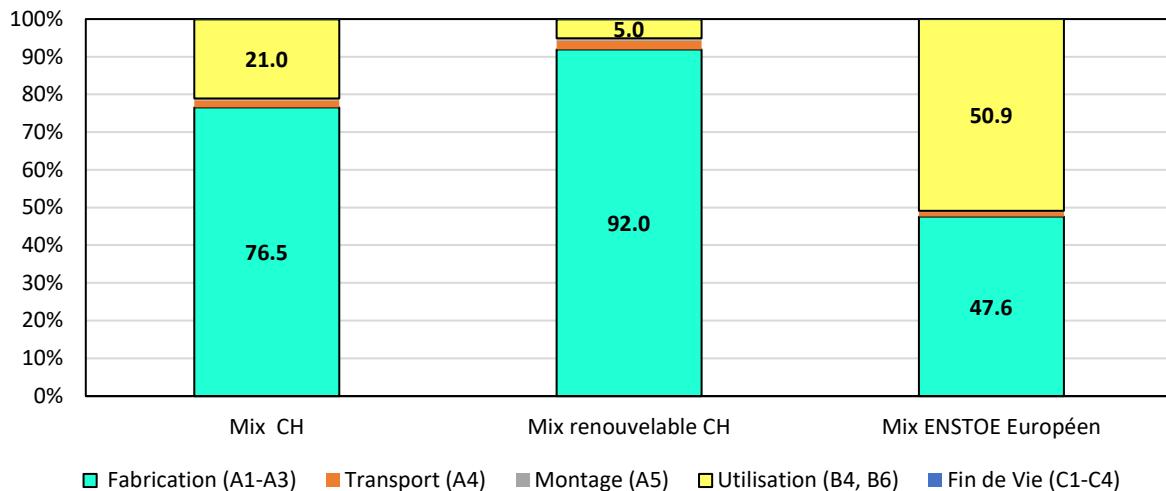


Figure 84 : Influence du mix en la contribution de la phase d'utilisation (indicateur GWP)

#### e) Variabilité liée au type d'infrastructure

L'infrastructure du projet SOLARCADII est spécifique au projet, on peut considérer que c'est un cas particulier qui ne sera pas répliqué dans des projets de centrale solaire courants. Une analyse des impacts et contributions sans considérer la structure métallique surélevée est réalisée.

Pour rappel, SOLARCADII bénéficie d'une infrastructure en acier préexistante qui avait été fabriquée pour un projet antérieur, sa fabrication n'a donc pas été considérée dans le champ de l'étude. La structure a toutefois été adaptée par l'installation de caillebotis qui sont considérés dans l'étude. Ce cas de référence est comparé à un scénario où les panneaux sont montés à même le sol, les caillebotis et les activités de son montage sont donc soustrait du champ de l'étude. Le Tableau 56 donne les résultats d'impact dans le cas de référence et sans infrastructure spécifique. Exclure les caillebotis du champ de l'étude diminue les impacts du kWh de chaleur fournie d'environ 6 à 15 % selon les indicateurs.

Tableau 56 : Impacts par kWh sans considérer Caillebotis et la grue

	Ecopoints (UBP/kWh)	GWP (g CO2-eq/kWh)	Energie grise (kWh/kWh)
Référence	45,9	17,7	0,110
Sans caillebotis	41,7	15,1	0,125
Variation par rapport au cas de référence (%)	-10,6	-14,5	-6,28



#### f) Chaleur utile à l'usager : comparaison avec un système PAC

Les données disponibles dans la base de données KBOB permettent de calculer les impacts dans l'utilisation d'une pompe à chaleur (PAC) alimentée par l'électricité du réseau suisse moyen ou certifié renouvelable. Le Tableau 57 montre la comparaison des impacts du kWh de chaleur utile fourni à l'usager entre SOLARDCADII et un système PAC avec différents types de mix électrique d'après la base de données KBOB 2021.

Tableau 57 : comparaison entre impacts de SOLARCADII vs PAC + PV (Indicateur GWP).

	PAC, mix moyen CH	SOLARCADII	PAC, mix renouvelable CH
Eco points [UBP/kWh]	214	60,5	54,5
GWP [g de CO2 eq/kWh]	58	22,2	17
Energie Primaire NR [kWh/kWh]	0,783	0,161	0,025

La chaleur utile fournie par SOLARDCADII a un impact environnementale meilleur que l'approvisionnement de chaleur par une PAC raccordé au mix moyen suisse (-62 à -80 % d'impact), et se rapproche du cas où la PAC serait raccordée à un mix électrique certifié renouvelable (+9 à +22 % d'impacts UBP et d'émission de GES respectivement).

#### 4.8.5 Paramétrisation des résultats

Les principaux résultats d'écobilan obtenus peuvent être réorganisés selon une équation afin de paramétriser le modèle de SOLARCADII selon les paramètres influents évoqués jusqu'à présent.

Une première équation correspond au résultat d'écobilan d'un indicateur pour l'unité fonctionnelle d'un kWh de chaleur injecté sur le réseau CAD par la centrale solaire :

$$I_{centrale\ solaire} = \frac{I_{PTM} + DDV * (I_M + I_R + I_U) + I_{FDV}}{Prod\_totale} \quad \text{Équation 1}$$

Avec :

- $I_{centrale\ solaire}$ : l'impact du kWh de chaleur produite du cycle de vie de la centrale solaire selon l'indicateur sélectionné
- $I_{PTM}$  : impact des étapes de production, transport et de mise en œuvre (modules A1 à A5) selon l'indicateur sélectionné
- Dépend de l'infrastructure (avec ou sans caillebotis)
- $I_M$  : impact annualisé de la maintenance (module B2)
- Constante
- $I_R$  : impact annualisé du remplacement (module B4)
- Constante
- $I_U$ : impact de l'utilisation de la centrale (module B6)
- Dépend du mix électrique
- $I_{FDV}$ : impact de la fin de vie de la centrale (modules C1 à C4)
- Constante
- $Prod\_totale$ : Production totale de la centrale sur son cycle de vie
- Dépend de la durée de vie et de la dégradation des performances dans le temps
- $DDV$ : Durée de vie de la centrale



Pour évaluer l'impact selon l'unité fonctionnelle d'un **kWh de chaleur utile sur le réseau CAD** fourni par la centrale solaire, le résultat de l'Équation 1 est repris dans l'équation suivante :

$$I_{CàD \text{ solaire}} = I_{centrale \text{ solaire}} * f_{pertes \text{ réseaux}} + I_{réseau \text{ CAD}} \quad \text{Équation 2}$$

Avec :

- $I_{centrale \text{ solaire}}$ : impact de la centrale solaire par kWh de chaleur injectée sur le réseau CAD ;
- $I_{réseau \text{ CAD}}$ : impact du réseau CAD par kWh de chaleur transportée ;
- $f_{pertes \text{ réseaux}}$  : coefficient de prise en compte des pertes de chaleur sur le réseau CAD, vaut 1/(1-0,06) pour représenter les 6 % de pertes sur le réseau.

Les valeurs des termes des équations sont exprimées dépendamment des paramètres influents dans le Tableau 58 et le Tableau 59.

Tableau 58 : Valeurs des termes du modèle paramétré

Terme	Paramètre influent	Valeur du paramètre	GWP (kg CO <sub>2</sub> eq)	Ecopoints (UBP)	Énergie grise (kWh)	Unité
$I_{PTM}$	Infrastructure (caillebotis)	Oui	181 254	408 991 600	669 829	-
		Non	148 183	345 626 768	581 621	
$I_M$	Remplacement prématûr de capteurs pour maintenance	Oui (1 %/an)	736	1 748 000	2772	-/an
		Non	0	0	0	
$I_R$	-	-	173	387 200	1156	-/an
$I_U$	Mix électrique d'utilisation	Mix Suisse moyen	1814	7 444 321	30 171	-/an
		Mix Suisse renouvelable	224	1 185 796	474	
		Mix européen ENTSO-E	7574	13 531 313	41 444	
$I_{FDV}$	-	-	195	354 888	727	-
$I_{réseau \text{ CAD}}$	-	-	0,00325	11,2	0,0421	-/kWh

Tableau 59 : Valeurs de production totale de la centrale en fonction des paramètres considérés

Terme	Paramètres		Quantité	Unité
	Dégradation performance	Durée de vie		
$Prod\_totale$	Oui (-1 %/an)	20	10 026 000	kWh
		25	12 244 000	kWh
		30	14 354 000	kWh
	Non	20	10 740 000	kWh
		25	13 425 000	kWh
		30	16 110 000	kWh



#### 4.8.6 Conclusions de l'écobilan

Au début de cette étude, il n'existait pas des valeurs d'impacts environnementaux de référence pour ce type d'installation en Suisse. Cette étude, avec les particularités de la centrale SOLARCADII, a permis donc de quantifier l'impact environnemental de la chaleur solaire thermique injectée dans un CAD de référence (CADSIG). Les émissions de GES pour ce projet pilote représentent, dans le scénario de base<sup>14</sup>, 17,7 grammes de CO<sub>2</sub>-éq/kWh pour une plage de variation pouvant aller dans les scénarios extrêmes de 12 à 35 g. CO<sub>2</sub>-éq/kWh. La variabilité des émissions des GES présentées dans le Tableau 55 (mais aussi des autres indicateurs d'impacts calculés) est expliquée principalement par certains paramètres clés comme la durée de vie de l'installation, le mix électrique utilisé au cours de la phase d'exploitation de la centrale, ainsi que la dégradation du champ solaire dans le temps.

Il est à noter également que la centrale SOLARCADII possède une infrastructure initiale (caillebotis). En considérant un montage directement au sol (condition plus courante), les émissions de GES sont de 15,1 g. CO<sub>2</sub>-éq/kWh, soit -8 % inférieur au cas de référence SOLARCADII.

La performance environnementale de cette technologie a été comparée avec d'autres technologies de production de chaleur utilisées dans les réseaux CAD en Suisse. Pour obtenir le résultat d'impact lié à l'unité fonctionnelle du kWh de chaleur utile fournie à l'utilisateur, il a fallu ajouter au système de base le réseau de CAD et les pertes de chaleur dans celui-ci. La centrale solaire se positionne parmi les technologies les plus décarbonées avec 22 g CO<sub>2</sub>-éq/kWh, un impact similaire à des technologies renouvelables telles que les centrales à bois (avec et sans cogénération) et la centrale géothermique (sans cogénération). Le kWh de chaleur solaire a une émission de GES trois fois plus faible que celle du kWh de chaleur moyen des CAD suisses.

Avec 0,2 % de l'approvisionnement de chaleur sur le CADSIG, SOLARCADII permettrait d'éviter l'émission de 57 tonnes de CO<sub>2</sub>-équivalent par an en substituant entièrement de la production de chaleur au gaz et dans le cas d'une demande constante de chaleur. Le temps de « retour climatique » de l'installation serait de 4 ans environ.

Dans cette étude d'écobilan, les processus les plus influents ont été identifiés. La phase de fabrication a été identifiée comme la phase du cycle de vie la plus importante, et notamment, la fabrication des capteurs MT Power. Par ailleurs, la phase d'utilisation est le second contributeur en raison de l'électricité consommée pour le fonctionnement de la centrale. Des analyses d'incertitudes sous forme de scénario sur différents paramètres influents ont montré que la variabilité carbone du mix électrique considéré pouvait amener une variation importante des résultats, suivi par la durée de vie de la centrale et des problématiques de dégradation et vieillissement.

Les résultats de cette étude d'écobilan ont permis de positionner une première valeur de référence carbone pour une centrale solaire connectée à un réseau de CAD en Suisse. Ces résultats pourront servir à aider à sa diffusion dans le cadre d'autres applications sur d'autres réseaux CAD en Suisse ou à l'étranger. Il est important de rappeler ici que les résultats de cette étude reposent sur les performances mesurées de l'installation lors de sa première année complète de fonctionnement. A priori, la productivité annuelle de la centrale solaire ne devrait pas changer fortement dans les années à venir. Il n'en est pas de même pour le COP électrique de la centrale. Ce COP, qui correspond au rapport de la production de chaleur sur la consommation d'électricité de l'installation est faible pour l'installation SOLARCADII avec une valeur de 35. Dans les bonnes pratiques en solaire thermique, les COP électriques atteignent facilement des valeurs comprises entre 100 et 200. Cela correspond à une diminution de consommation d'électricité par rapport à la centrale SOLARCADII de 3 à 6.

### 4.9 Impact sur le fonctionnement d'un CAD « bois » existant de l'intégration d'une installation solaire thermique avec une fraction solaire >15%

Dans cette section, les résultats du cas d'étude portant sur l'intégration d'un champ solaire dans un petit CAD « bois » existant sont reportés et discutés.

#### 4.9.1 Définition et dimensionnement des scénarios considérés

Deux scénarios ont été définis :

<sup>14</sup> Sans considérer le réseau CAD et des pertes de chaleur lors du transport



1. **Scénario 1** : une fraction solaire de 15% est visée. Dans le cadre de ce scénario, l'objectif est d'avoir une fraction solaire qui permette d'arrêter les chaudières bois en été. Les besoins d'ECS pendant cette période sont satisfait par la centrale solaire thermique
2. **Scénario 2** : une fraction solaire de 30% est visée. Avec ce scénario, une partie de la chaleur solaire produite en été doit être stockée sur une plus longue période pour être utilisée en intersaison. Des stocks thermiques beaucoup plus volumineux sont donc nécessaires.

Le résultat du pré dimensionnement pour ces deux scénarios pour les deux types de collecteurs solaires thermiques retenus sont présentés dans la Figure 85. L'orientation du champ solaire a été définie plein Sud (0° S) avec une inclinaison de 45°.

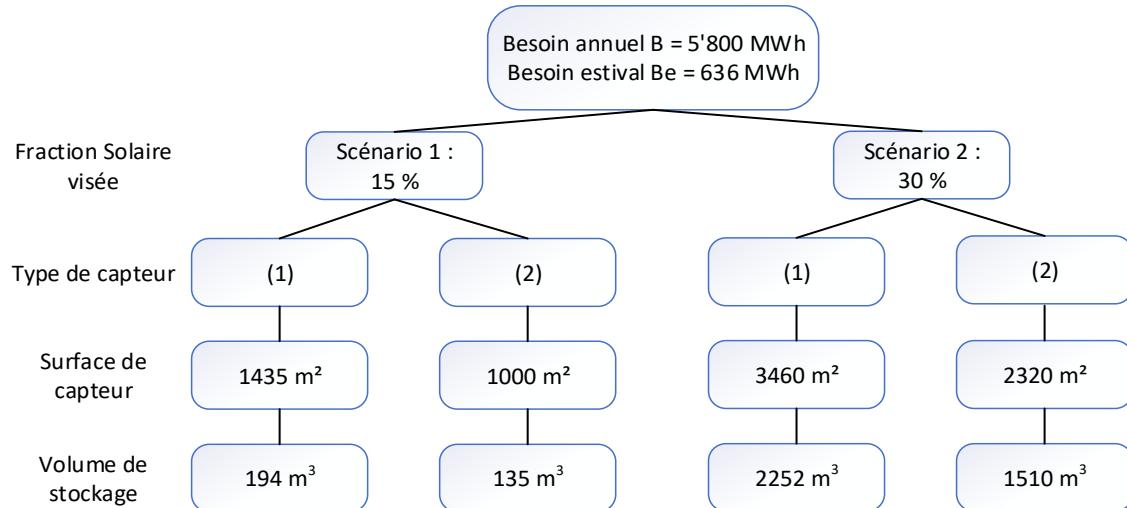


Figure 85 Prédimensionnement des scénarios d'intégration du solaire thermique dans le CAD des Marais-rouge avec capteur (1) ~collecteur solaire plan « moyen » et capteur (2) ~collecteur solaire de TVP Solar.

#### 4.9.2 Résultats et interprétations – Scénario 1 : Fraction solaire faible (15 %)

Un premier scénario a été défini afin d'analyser les systèmes avec une faible fraction solaire, soit environ 15%. Le Tableau 60 présente les résultats obtenus pour ce scénario avec les deux technologies de collecteurs solaires retenus. La production annuelle de ces deux variantes est quasiment similaire. La principale différence entre les deux technologies se situe sur la productivité spécifique annuelle : le collecteur plan sous vide produit 270kWh/m<sup>2</sup>/an en plus que le collecteur plan moyen. Pour produire la même quantité de chaleur, la technologie plan sous-vide requiert 30% de surface en moins par rapport à la technologie collecteur plan « moyen ». C'est un des grands avantages de la technologie plan sous vide sur la technologie classique. Pour les deux variantes, la fraction solaire est de l'ordre de 14.6% soit très proche de la cible fixée à 15%.

A noter que pour les deux variantes, les pertes dues aux stocks thermiques sont négligeables. Cela vient du fait que les stocks thermiques utilisés disposent d'une excellente isolation thermique et du fait que ces stocks font de nombreux cycles charge/décharge.

Tableau 60 Comparaison annuelle des performances de l'installation solaire en fonction du type de capteurs utilisés pour une fraction solaire de 15% (scénario 1)

	Capteur plan moyen (1)	Capteur plan sous-vide (2)	Ecart absolu (2) – (1)	Unité
Ressource solaire dans le plan des capteurs (45°, 0° Sud)	1557	1557	-	kWh/m <sup>2</sup> /an
Productible	850	855	+ 5	MWh/an
Productivité de chaleur spécifique	585	855	+ 270	kWh/m <sup>2</sup> /an
Rendement solaire	37.5	54.9	+17.4	%
Fraction solaire	14.8	14.9	+ 0.1	%



Pertes de stockages par rapport à la chaleur injectée dans le stockage	0.79	0.63	- 0.16	%
--	------	------	--------	---

La Figure 86 donne la production de chaleur mensuelle pour les différents producteurs de chaleur pour la variante avec le collecteur plan sous-vide. La variante avec les collecteurs plan classique n'est pas présentée dans cette figure car elle a un profil quasi identique. Cette figure montre qu'avec une fraction solaire de 15% et dans les conditions météorologiques retenues, il n'est pas possible de couper les chaudières bois en été. La petite chaudière bois doit toujours être démarré en été notamment pendant les périodes où la ressource solaire est plus faible. Malgré cela, en été la fraction solaire mensuelle dépasse les 80%.

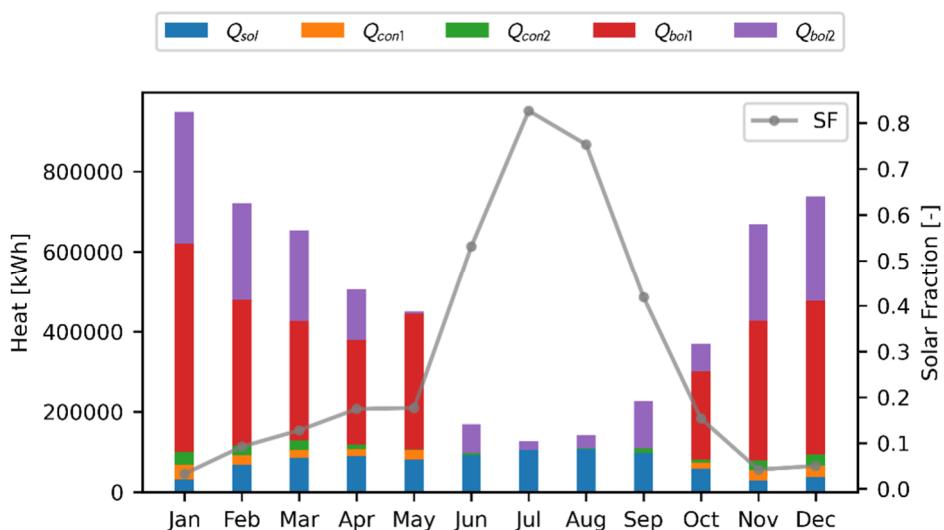


Figure 86 Production de chaleur mensuelle décomposée par producteur de chaleur et fraction solaire mensuelle – Capteur plan sous vide, Scénario 1 (avec  $Q_{sol}$  ~chaleur solaire,  $Q_{con}$  ~chaleur fournie par les condenseurs de fumée et  $Q_{boi}$  chaleur produite par les chaudières bois)

#### 4.9.3 Résultats et interprétations – Scénario 2 : fraction solaire de l'ordre de 30 %

Dans le cadre du second scénario, une fraction solaire de 30% a été visé. Les résultats obtenus pour les deux variantes du scénario 2 sont présentés dans le Tableau 61. Ces résultats suivent la même tendance que pour le scénario 1 : la technologie collecteur plan sous vide présente des productivités spécifiques annuelles bien supérieures au collecteur plan classique.

Les pertes thermiques liés au stock de chaleur sont bien supérieures au premier scénario car les stocks sont plus gros et les fréquences de cycle de charge/décharge plus faible. En d'autres termes, dans le scénario 2, la chaleur est stockée pendant une durée moyenne plus élevée que pour le scénario 1. Concernant ces pertes, le tableau montre aussi que les pertes avec la technologie plan sous-vide sont bien inférieur à technologie classique de collecteur solaire. Cela peut s'expliquer par le fait que dans le cas de la variante plan sous-vide, la fréquence de charge/décharge est plus élevée que pour la technologie classique. En effet, la puissance thermique pour la technologie plan sous-vide est beaucoup moins dépendante de la différence de température entre le fluide caloporteur et la température ambiante que la technologie classique. La puissance thermique varie donc moins avec cette technologie entre l'été et les intersaisons. Avec les deux variantes, une fraction annuelle de 29.5% est atteinte très proche de la cible de 30%.

Tableau 61 Comparaison annuelle des performances de l'installation solaire en fonction du type de capteurs utilisés – Scénario 2

	Capteur plan moyen (1)	Capteur plan sous-vide (2)	Ecart absolu (2) – (1)	Unité
Ressource solaire dans le plan des capteurs (45°, 0° Sud)	1557	1557	-	kWh/m <sup>2</sup> /an
Productible	1715	1718	+ 3	MWh/an
Productivité de chaleur spécifique	491	740	+ 249	kWh/m <sup>2</sup> /an
Rendement solaire	31.6	47.6	+ 16	%
Fraction solaire	29.4	29.5	+ 0.1	%
Pertes de stockages par rapport à la chaleur injectée dans le stockage	2.26	1.78	- 0.48	%

Les résultats mensuels pour le scénario 2 sont présentés à la Figure 87. Ce graphe confirme que la fraction solaire atteint bien 100% durant 4 mois de l'année. Il est donc possible pour les deux variantes de ce scénario d'éteindre les deux chaudières bois pendant 4 mois. La fraction solaire pour les mois d'avril, mai et octobre est aussi très élevé avec 40%. Avec ce scénario, il est donc possible de réduire fortement la consommation de bois en été et en intersaison (environ -25% sur l'année). Ce scénario montre qu'il serait possible d'arrêter les deux chaudières bois en été avec une fraction solaire intermédiaire entre le scénario 1 (15%) et deux (30%).

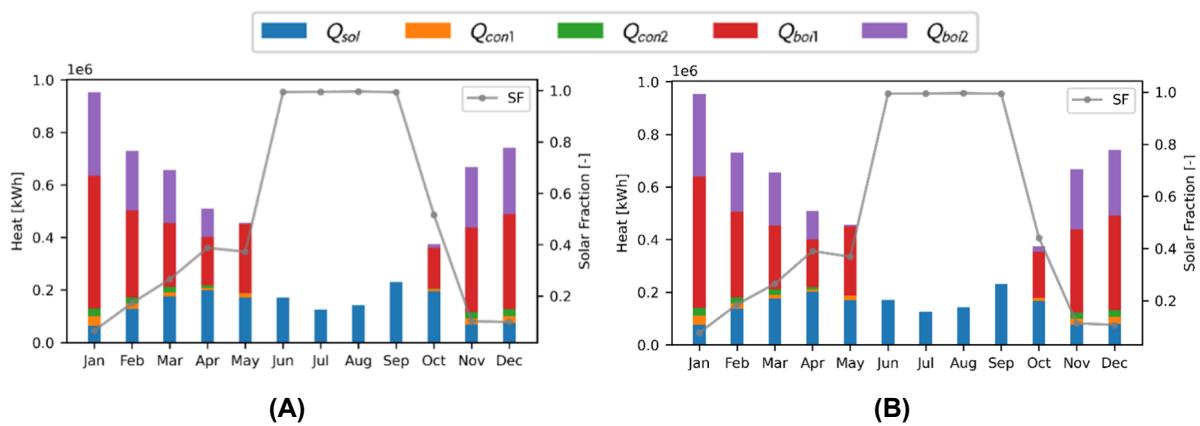


Figure 87 Production de chaleur mensuelle décomposée par producteur de chaleur et fraction solaire mensuelle pour le Scénario 2 (A) avec les collecteurs plans « classiques » et (B) avec les collecteurs plans sous-vide (avec  $Q_{sol}$  ~chaleur solaire,  $Q_{con}$  ~chaleur fournie par les condenseurs de fumée et  $Q_{boi}$  chaleur produite par les chaudières bois)

#### 4.9.4 Analyse financière des différents scénarios

Dans cette section, une analyse financière de différents scénarios d'intégration d'une installation solaire thermique dans le CAD des Ponts-de-Martel est réalisée. Le Tableau 62 ci-dessous donne un récapitulatif des scénarios sélectionnés pour l'analyse financière. Dans toutes ces variantes, le collecteur solaire utilisé est le capteur plan vitré sous vide de TVP Solar. Par rapport à la section précédente, un scénario intermédiaire au scénario 1 et 2 a été introduit (scénario 3).



Tableau 62 Tableau récapitulatif des scénarios sélectionnées pour l'analyse financière

<b>Scénario 1</b>	Un champ solaire de 1000 m <sup>2</sup> avec un volume de stockage de 135 m <sup>3</sup>
<b>Scénario 2</b>	Un champ solaire de 2320 m <sup>2</sup> avec un volume de stockage de 1500 m <sup>3</sup>
<b>Scénario 3</b>	Un champ solaire de 1500 m <sup>2</sup> avec un volume de stockage de 300 m <sup>3</sup>

En utilisant les fonctions coûts et hypothèses présentés en section 3.5.4, les coûts d'investissement (CAPEX) et d'opération (OPEX) des différentes variantes ont été calculés. Ces différents coûts sont présentés dans le Tableau 63

Tableau 63 Coûts d'investissement par catégorie de coût, pour chaque variante étudiée (les résultats sont en CHF). A noter que les OPEX augment annuellement à cause de l'augmentation du coût de l'énergie

Différents coûts d'investissement [CHF]	Champ solaire (1)	Stockage (2)	Terrain (3)	Conduites (4)	CAPEX $\sum_{(1)}^{(4)} x$	OPEX à l'année 1
<b>Scénario 1</b> (1000 m <sup>2</sup> et 135 m <sup>3</sup> )	806'440	82'067	0	92'400	<b>980'907</b>	<b>11'570</b>
<b>Scénario 2</b> (2320 m <sup>2</sup> et 1500 m <sup>3</sup> )	1'616'089	820'395	0	137'100	<b>2'573'584</b>	<b>29'304</b>
<b>Scénario 3</b> (1500 m <sup>2</sup> et 300 m <sup>3</sup> )	1'127'258	171'315	0	114'300	<b>1'412'873</b>	<b>16'658</b>

Le Tableau 64, ci-dessous, présente les résultats de l'analyse financière des trois différents scénarios décrit ci-dessus.

Tableau 64 Tableau de comparaison des indicateurs financiers pour les variantes considérées

Paramètres	Scénario 1 (1000 m <sup>2</sup> et 135 m <sup>3</sup> )	Scénario 2 (2320 m <sup>2</sup> et 1500 m <sup>3</sup> )	Scénario 3 (1500 m <sup>2</sup> et 300 m <sup>3</sup> )	Unités
<b>CAPEX</b>	980 907	2 573 584	1 412 873	CHF
<b>Productivité solaire spécifique</b>	855	747	818	kWh/(m <sup>2</sup> .an)
<b>Production annuelle solaire</b>	855	1732	1228	MWh/an
<b>Fraction solaire</b>	14,7	29,7	21	%
<b>LCOH (Coût de la chaleur actualisé)</b>	<b>97</b>	<b>125</b>	<b>98</b>	CHF/MWh
<b>PP (Temps de retour sur investissement)</b>	<b>17</b>	<b>26</b>	<b>17</b>	Années
<b>VAN (Valeur Actuelle Net)</b>	<b>268 207</b>	<b>- 124 248</b>	<b>380 618</b>	CHF
<b>TRI (Taux de Rentabilité Interne)</b>	<b>7,8</b>	<b>4,7</b>	<b>7,8</b>	%
<b>PI (Indice de profitabilité)</b>	<b>1,27</b>	<b>0,95</b>	<b>1,27</b>	%



Le coût de la chaleur actualisé (LCOH) est le plus bas pour le scénario 1 avec un coût de 97CHF/MWh et avec un temps de retour sur investissement de 17 ans. En augmentant fortement la surface de collecteur et le volume de stock (Scénario 2), il est possible d'augmenter fortement le taux de couverture solaire (de 14.7 à 29.7%). Par contre, le LCOH augmente de 97 à 125CHF/MWh et surtout le temps de retour sur investissement (26 ans) dépasse la durée de vie du champ solaire. Le scénario 2 intermédiaire avec un relativement petit stock thermique de 300m<sup>3</sup> permet d'atteindre une fraction solaire de 21% tout en gardant un LCOH et un temps de retour sur investissement quasi identique au scénario 1. Ce scénario est le plus intéressant d'un point de vue financier et énergétique. Ce scénario pourrait néanmoins générer des problèmes de surchauffe en été et surtout plus de cycle démarrage/arrêt des chaudières biomasses en intersaison.

Le LCOH pour ces différents scénarios est inférieur au LCOH obtenu avec la centrale solaire SOLARCADII (17.4 ctCHF/KWh) pour les raisons suivantes :

- a) Le coût de l'installation est plus faible : 800CHF/m<sup>2</sup> pour le cas d'étude sur le CAD des Ponts-de-Martel contre 1'000CHF/m<sup>2</sup> pour SOLARCADII
- b) La production spécifique est beaucoup plus élevée pour le présent cas étude (750 à 850 kWh/m<sup>2</sup>) contre 680 kWh/m<sup>2</sup> pour SOLARCADII. Cela s'explique par la météo choisie mais aussi par l'installation solaire dans le cas d'étude est opéré à une température plus faible



## 5 Conclusions et résumé

Le projet P+D SOLARCADII a permis de réaliser un suivi complet et rigoureux d'une centrale solaire thermique de grande taille intégrée à un réseau de chauffage à distance (CAD) à Genève. Cette étude, réalisée sur une période de trois années, a fourni des enseignements précieux concernant la performance, les impacts environnementaux et les aspects économiques de ce type d'installation, contribuant ainsi à enrichir les connaissances dans le domaine de la chaleur solaire pour les réseaux thermiques en Suisse.

L'installation a démontré une très bonne stabilité de ses performances thermiques, confirmant la fiabilité des capteurs solaires sous vide développés par TVP Solar. La production de chaleur a atteint en moyenne 537 MWh par année, permettant une contribution significative à l'approvisionnement du CADSIG, même si elle reste encore modeste par rapport à la production totale du réseau (0,2%). Les modèles numériques développés sous Polysun et TRNSYS ont été validés avec succès, permettant de prédire avec précision la production d'énergie solaire, un outil précieux pour le dimensionnement et l'optimisation des futures installations.

L'écobilan de l'installation a permis de quantifier l'empreinte carbone du kWh de chaleur solaire injecté dans le CAD, un élément crucial pour la politique énergétique suisse. Les résultats, de l'ordre de 17,7 g de CO<sub>2</sub>-eq/kWh, montrent que la chaleur solaire est compétitive en termes d'émissions de GES par rapport à d'autres technologies de production de chaleur renouvelables et au mix énergétique moyen des réseaux CAD suisses. L'étude a également identifié les principales contributions à l'impact environnemental, notamment la fabrication des capteurs et la consommation d'électricité en phase d'exploitation. L'impact des paramètres clés comme la durée de vie de l'installation, le mix énergétique et la dégradation des performances des capteurs a été quantifié via une analyse de sensibilité, offrant un outil précieux pour l'évaluation de l'impact environnemental global de la chaleur solaire.

L'analyse des performances économiques de SOLARCADII a révélé que l'investissement dans une centrale solaire thermique de grande taille est viable sur le plan financier, malgré un coût de la chaleur relativement élevé (17,4 ctCHF/kWh sans subvention). L'étude met en évidence que pour favoriser la mise en œuvre de solaire thermique des schémas de subvention étendus pour les projets de grande envergure en lien avec des réseaux de chaleur à distance seraient favorables. L'optimisation des paramètres de fonctionnement des centrales solaires thermiques, comme la température du réseau de CAD et le contrôle du débit, a révélé un potentiel significatif pour maximiser l'efficacité et la rentabilité des systèmes solaires thermiques.

Le projet SOLARCADII s'est révélé être un projet pilote encourageant. Il a permis de démontrer la faisabilité technique et économique de l'intégration du solaire thermique à grande échelle dans les CAD suisses. L'étude a permis d'identifier des points critiques et des pistes d'optimisation pour améliorer la performance énergétique et réduire l'impact environnemental de ce type d'installation. Les résultats du projet SOLARCADII fournissent une base solide pour le développement futur de la technologie solaire thermique en Suisse et son intégration plus large dans les politiques énergétiques nationales.

Les résultats de l'étude, en particulier ceux concernant l'écobilan et l'analyse de sensibilité, offrent des informations précieuses pour la prise de décision et la promotion de la technologie solaire thermique à grande échelle en Suisse. La poursuite des efforts de recherche et développement, notamment en matière d'optimisation des systèmes de stockage et de contrôle, est essentielle pour maximiser l'efficacité énergétique et la rentabilité des centrales solaires thermiques. Le projet P+D SOLARCADII représente une contribution importante à la transition énergétique et à la réalisation des objectifs climatiques de la Suisse.



## 6 Aperçu et mise en œuvre prochaine

Le projet SOLARCADII, malgré son succès, a ouvert de nouvelles pistes et soulevé des questions essentielles pour une mise en œuvre plus large du solaire thermique dans les réseaux de chaleur suisses. Les perspectives et prochaines étapes de ce projet s'articulent autour de trois axes principaux: (1) la poursuite de la recherche, (2) la diffusion des résultats et (3) la promotion du développement de solutions concrètes sur le marché.

Le projet SOLARCADII a permis d'acquérir des connaissances précieuses sur la performance, l'impact environnemental et la rentabilité de ce type d'installation. Cependant, certains points restent à explorer pour une optimisation accrue de la technologie :

1. **Optimisation des systèmes de stockage** : Le dimensionnement et le choix des systèmes de stockage de la chaleur sont cruciaux pour maximiser l'utilisation de l'énergie solaire et réduire les pertes. Des recherches complémentaires sur différents types de stockage, notamment les technologies thermodynamiques plus performantes, sont nécessaires pour améliorer l'efficacité du système.
2. **Amélioration des systèmes de contrôle** : Le contrôle optimal du débit des fluides, la gestion dynamique de l'énergie et l'intégration de l'installation au réseau de CAD nécessitent des algorithmes de contrôle plus performants. Des recherches et des développements sur l'intelligence artificielle et les systèmes d'auto-apprentissage pourraient apporter des solutions prometteuses.
3. **Dégradation des capteurs** : L'impact de la dégradation des capteurs sur les performances de l'installation à long terme mérite une attention particulière. Des études de vieillissement accéléré sont nécessaires pour mieux comprendre le comportement des capteurs sous vide dans des conditions réelles et optimiser les stratégies de maintenance. Par ailleurs, des méthodologies simples permettant de détecter et de quantifier des dérives de performances de grands solaires thermiques doivent aussi être développées et déployées.
4. **Développement de modèles plus précis** : Les modèles numériques, bien que performants, peuvent être encore affinés. L'intégration de données météorologiques plus précises, de modèles d'ombrage plus réalistes et la prise en compte de la dégradation des performances des capteurs permettraient d'améliorer la précision des prédictions et de faciliter le dimensionnement d'installations similaires.
5. **Diffusion des résultats** : Les résultats du projet SOLARCADII ont déjà été diffusés auprès de la communauté scientifique et des acteurs du domaine via la publication d'articles dans des revues spécialisées et des présentations lors de conférences internationales. Ces efforts de communication ont permis de partager les connaissances acquises et de promouvoir l'avancement de la recherche dans le domaine du solaire thermique.

L'intégration du solaire thermique dans les réseaux de chaleur nécessite un développement de solutions concrètes et adaptées aux besoins du marché. Plusieurs actions sont envisagées :

1. **Collaboration avec les industriels** : La collaboration avec les fabricants de capteurs solaires, de systèmes de stockage et de contrôle permettra de développer des solutions optimisées pour les réseaux de chaleur.
2. **Élaboration de modèles d'affaires innovants** : Le développement de modèles d'affaires adaptés à la spécificité du solaire thermique, tels que des contrats de performance énergétique ou des modèles de financement participatif, permettra de réduire les risques pour les investisseurs et de favoriser le développement de projets.
3. **Création d'un écosystème favorable** : La mise en place d'un écosystème favorable à l'intégration du solaire thermique dans les réseaux de chaleur, notamment à travers des mesures d'incitation fiscale, des normes claires et des programmes de soutien, permettra de stimuler l'adoption de la technologie.

Le projet SOLARCADII a démontré la faisabilité et l'attrait de l'intégration du solaire thermique dans les réseaux de chaleur. En poursuivant la recherche, en diffusant les connaissances acquises et en encourageant le développement de solutions concrètes, la Suisse peut s'engager dans une transition énergétique plus durable et plus ambitieuse.



## 7 Coopération nationale et internationale

L’Institut de Energies de la HEIG-VD est impliquée dans la tâche IEA-SHC 68<sup>15</sup> (Efficient solar district heating systems). Durant la tâche 68, les résultats du projet P+D SOLARCADII ont été diffusés. En outre, dans le cadre de cette tâche une collaboration a été initié avec AEE-INTEC (Autriche) afin de tester une application permettant de comparer les performances d’un grand champ de collecteur thermique avec les performances d’un collecteur selon le certificat Solar Keymark suivant la norme ISO 24194:2022. Cette collaboration a donné lieu à une publication (voir la section 9 Publications ci-dessous). Elle a confirmé que la centrale SOLARCADII a des performances cohérentes avec les performances d’un collecteur (selon le certificat Solar Keymark).

---

<sup>15</sup> <https://task68.iea-shc.org/> Last visit: 17.09.2024



## 8 Communication

Les principaux résultats du présent projet ont été diffusés à travers la rédaction d'articles dans des revues professionnelles ainsi que lors de présentations à l'occasion de conférences en Suisse et à l'étranger. En effet, le projet a déjà été présenté par SIG au congrès solaire 2019, organisé par Swissolar, le 29 novembre 2019 à Berne.

Suite à la pandémie de COVID, l'inauguration prévue en 2020 n'a pas pu avoir lieu. L'installation a finalement été inaugurée le 25 février 2021 par la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga, responsable du Département fédéral de l'environnement, des transports, de l'énergie et de la communication (Figure 61). Cette inauguration a été largement reprise dans la presse et les médias et a permis de mieux faire connaître au grand public l'utilisation de la chaleur solaire dans les CAD.



Figure 88 : Inauguration de la centrale solaire thermique SOLARCADII par la conseillère fédérale Simonetta Sommaruga avec, de gauche à droite, le conseiller d'état Genevois, M. Antonio Hodgers, M. Gilbert Farina, directeur commercial de TVP Solar, la conseillère fédérale, Mme Simonetta Sommaruga et M. Christian Brunier, directeur des SIG (source : crédits photos – Magali Girardin)

La HEIG-VD a, en autre, réalisé une intervention sur l'utilisation de la chaleur solaire dans les CAD en Suisse dans le cadre d'un webinaire en ligne organisé le 23.06.2021. Ce webinaire a été organisé par Planair dans le cadre du projet européen « Renewable Energy Sources for District Heating and Cooling (RES DHC) ». Une cinquantaine de personnes ont participé provenant essentiellement de la communauté CAD de Suisse Romande. L'installation SOLARCADII a été présentée dans le cadre de cet événement.



## 9 Publications

Les résultats du projet P+D SOLARCADII ont fait l'objet de plusieurs publications/communication lors de conférences internationales :

1. Duret, A., Jobard, X., Demonchy, G., & Pauletta, S. (2022). Performance monitoring of an 800m<sup>2</sup> solar thermal plant with evacuated flat plate collectors coupled to a DHN. *Proceedings of EuroSun 2022*.
2. Lasvaux, S., Solano, J., Frossard, M., & Duret, A. (2023). Life Cycle Assessment of the new Solar Power Plant SOLARCADII connected to a District Heating Network in Geneva, Switzerland, . *Proceedings of International Conference CISBAT*.
3. Duret, A., Jobard, X., Pauletta. S., Lasvaux. S., Frossard, M., Demonchy, G. (2023) Dynamic simulation and life cycle analysis of a 784m<sup>2</sup> solar thermal plant with evacuated flat plate collectors coupled to a DHN. *Thermal Science. Accepted* (proceedings of 18<sup>th</sup> Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems, 2023)
4. Tschopp, D., Ohnewein, P., Hamilton-Jones, M., Zauner, P., Feierl, L., Moser, M., Zellinger, M., Kloibhofer, C., Koren, M., Mehnert, S., Duret, A., Jobard, X., Pauletta, S., Giovannetti, F., Schiebler, B., & GesmbH, S. (2024). SunPeek Open-Source Software for ISO 24194 Performance Assessment and Monitoring of Large-Scale Solar Thermal Plants. *International Sustainable Energy Conference - Proceedings*, 1. <https://doi.org/10.52825/ISEC.V1I.1248>



## 10 Bibliographie

- [1] Office fédéral de l'énergie OFEN, "Statistique globale suisse de l'énergie 2018," p. 70, 2018.
- [2] T. Hostettler, "Le recensement du marché de l'énergie solaire en 2019," Berne, 2020.
- [3] P. Reiter, H. Poier, and C. Holter, "BIG Solar Graz: Solar District Heating in Graz – 500,000 m<sup>2</sup> for 20% Solar Fraction," *Energy Procedia*, vol. 91, pp. 578–584, Jun. 2016, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2016.06.204.
- [4] I. Mojic, F. Ruesch, and M. Haller, "Machbarkeit solarunterstützter Wärmenetze im Kanton St.Gallen," Rapperswil, 2017.
- [5] O. Guisan et al., "Le projet SOLARCAD ou une application genevoise de capteurs solaires évacués," *Cahiers de la faculté des Sciences*, 1989.
- [6] F. Mauthner and S. Herkel, "Technical Report Subtask C – Part C1," vol. 2017, no. January, pp. 1–31, 2016.
- [7] D. von Gunten et al., "SolCAD – Potentiel du solaire thermique dans les chauffages à distance en Suisse," Berne, 2022.
- [8] W. S. Duff, "Experimental results from eleven evacuated collector installations: A report of Task VI: The performance of solar heating, cooling, and hot water systems using evacuated collectors," 1988.
- [9] V. Palmieri, "Solar Energy Applications," in *First Biennial African Conference on Fundamental Physics and Applications*, 2018.
- [10] L. Quiquerez and J. Faessler, "Increasing waste heat recovery by connecting existing thermal networks," *EuroHeat and Power Magazine*, vol. 12, pp. 22–26, 2015.
- [11] S. Paulette, "Une centrale solaire intégrée au réseau de chaleur à distance de Genève," 2019.
- [12] A. Rosenthal, "Monitoring solar-thermal systems: An outline of methods and procedures," United States, 1994. doi: 10.2172/10168417.
- [13] C. Holter et al., "Development of the Prototype IP-Solar: A Web-based Monitoring and Diagnostics Tool for Solar Thermal Systems," *Energy Procedia*, vol. 30, pp. 134–143, Jan. 2012, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2012.11.017.
- [14] S. A. Klein, "TRNSYS 18: A Transient System Simulation Program," 2017, *Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison*.
- [15] H. H. M. MULTON, "Energie électrique: génération photovoltaïque," *Culture Sciences de l'ingénieur*, 2020.
- [16] T. Nussbaumer and S. Thalmann, "Status report on district heating systems in IEA countries," 2014.
- [17] Kbob, "Données écobilans dans la construction." [Online]. Available: [https://www.kbob.admin.ch/kbob/fr/home/themen-leistungen/nachhaltiges-bauen/oekobilanzdaten\\_baubereich.html](https://www.kbob.admin.ch/kbob/fr/home/themen-leistungen/nachhaltiges-bauen/oekobilanzdaten_baubereich.html)
- [18] SN EN 15804+A2:2019, "Sustainability of construction works - Environmental product declarations - Core rules for the product category of construction products." CEN, 2019.
- [19] ISO 14040 Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework. The International organization for standardization, 2006.
- [20] ISO 14044 Environmental management-Life cycle assessment-Requirements and guidelines . The International organization for standardization, 2006.
- [21] F. Svend and W. Sven, *District Heating and Cooling*. 2013.
- [22] R. Genet and C. Paulus, "LES RESEAUX DE CHALEUR SOLAIRE DANS LES OPERATIONS D'AMENAGEMENT : Opportunités, conseils et bonnes pratiques," 2016.
- [23] J. Huang, J. Fan, S. Furbo, D. Chen, Y. Dai, and W. Kong, "Economic analysis and optimization of combined solar district heating technologies and systems," *Energy*, vol. 186, p. 115886, Nov. 2019, doi: 10.1016/J.ENERGY.2019.115886.
- [24] M. Y. Haller et al., "A unified model for the simulation of oil, gas and biomass space heating boilers for energy estimating purposes. Part I: Model development," *J Build Perform Simul*, vol. 4, no. 1, pp. 1–18, Mar. 2011, doi: 10.1080/19401491003671944.
- [25] N. Le Truong and L. Gustavsson, "Solar Heating Systems in Renewable-based District Heating," *Energy Procedia*, vol. 61, pp. 1460–1463, Jan. 2014, doi: 10.1016/J.EGYPRO.2014.12.147.



- [26] T. Nussbaumer, S. Thalmann, A. Jenni, and J. Ködel, *Guide de planification Chauffage à distance*. SuisseEnergie, Office fédéral de l'énergie (OFEN) , 2018.
- [27] D. Tschopp *et al.*, "SunPeek Open-Source Software for ISO 24194 Performance Assessment and Monitoring of Large-Scale Solar Thermal Plants," *International Sustainable Energy Conference - Proceedings*, vol. 1, Apr. 2024, doi: 10.52825/ISEC.V11.1248.
- [28] M. Kernen and H. Bauer-Caunieille, "Thermoréseau de SATOM SA : Comparaison de prix de chauffage," 2018.
- [29] D. Tschopp, Z. Tian, M. Berberich, J. Fan, B. Perers, and S. Furbo, "Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of Denmark, China, Germany and Austria," *Appl Energy*, vol. 270, p. 114997, Jul. 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.114997.
- [30] M. Klingler and D. Savi, "Harmonisierte Ökobilanzen der Entsorgung von Baustoffen - Für die Liste der Ökobilanzdaten im Baubereich," 2021.
- [31] S. A. Callegari *et al.*, "Strategies and potentials of temperature reduction on existing district heating substations: two case studies," 2023. Accessed: Sep. 26, 2024. [Online]. Available: <https://archive-ouverte.unige.ch/unige:172333>
- [32] P. Perez-Lopez *et al.*, "Incer-ACV project Uncertainties in life-cycle environmental impact assessment methods of energy production technologies Final report," France, 2021. [Online]. Available: [http://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig\\_q=RN:52048827](http://inis.iaea.org/search/search.aspx?orig_q=RN:52048827)
- [33] I. H. Bell, J. Wronski, S. Quoilin, and V. Lemort, "Pure and pseudo-pure fluid thermophysical property evaluation and the open-source thermophysical property library coolprop," *Ind Eng Chem Res*, vol. 53, no. 6, pp. 2498–2508, Feb. 2014, doi: 10.1021/IE4033999/SUPPL\_FILE/IE4033999\_SI\_002.ZIP.



## 11 Annexes

## 11.1 Annexe I : propriétés thermodynamiques des fluides caloporeurs.

Les propriétés thermodynamiques des fluides caloporteurs utilisés dans la centrale (eau osmotique avec traitement anticorrosif dans le CAD et mélange d'eau glycolé au primaire) sont nécessaires pour le calcul des ICP et pour le suivi de la performance de la centrale. La capacité thermique massique ( $cp$ , en  $J/kg/K$ ) et la densité ( $\rho$ , en  $kg/m^3$ ) ont été évalués aux valeurs moyennes de température et pression du circuit concerné :

$$T_{moy,CAD} = \frac{(T_{s,r,ech} + T_{s,a,ech})}{2}; \quad p_{moy,CAD} = \frac{(p_{s,r} + p_{s,a})}{2}$$

$$T_{moy,sol} = \frac{(T_{p,r,sol} + T_{p,a,sol})}{2} \quad ; \quad p_{moy,sol} = \frac{(p_{p,am} + p_{p,av})}{2}$$

$$T_{moy,ech} = \frac{(T_{p,r,ech} + T_{p,a,ech})}{2}; \quad p_{moy,ech} = \frac{(p_{p,am} + p_{p,av})}{2}$$

Le fluide caloporteur du circuit secondaire est constitué d'eau déminéralisée avec des additives anti-corrosion typiques des réseaux CAD, en concentration de l'ordre des ppm. Dans le cadre de cette étude, il est postulé que ces quantités réduites d'additifs n'ont pas d'influence significative sur les propriétés thermodynamiques de l'eau déminéralisée calculées à l'aide du logiciel CoolProp [33].

Le fluide caloporteur du primaire est, quant à lui, constitué d'un mélange d'eau et de glycol. Ses propriétés physiques et leur dépendance à la température ne sont pas connues précisément *a priori* à cause de l'incertitude sur la concentration du glycol dans le mélange obtenu en phase de réalisation de la centrale. Pour cette raison, le fluide caloporteur du circuit primaire a été échantillonné et envoyé pour caractérisation à une société spécialisée dans les mesures sur les fluides techniques. Une fois les échantillons reçus, le laboratoire a mesuré le pourcentage de glycol via réfractométrie. À l'aide de solutions étalons, une courbe d'étalonnage a été établie et une concentration de 11.1 % en glycol a été déterminée. Ensuite, des mesures sur la masse volumique ont été faites avec l'utilisation d'un visco-densimètre à tube vibrant. Ces mesures ont été réalisées sur la plage de température 0°C – 70°C et elles sont montrées en **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** et .

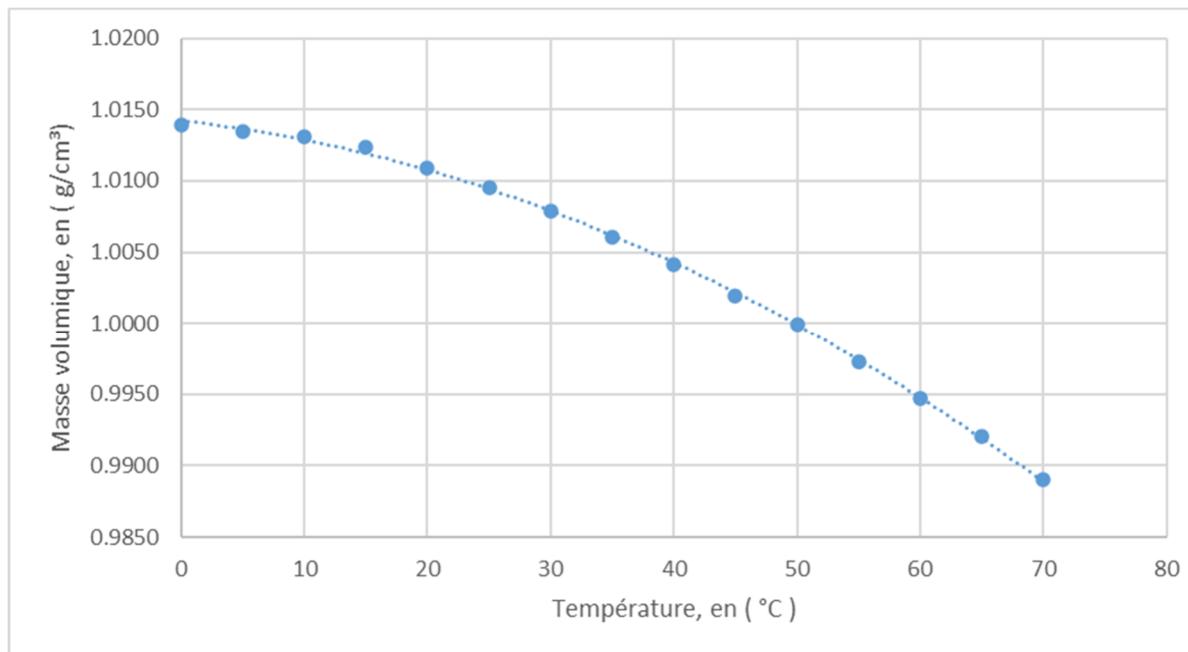


Figure 89 : Masse volumique du mélange en eau glycolée du primaire, en fonction de la température

Dans le cadre de l'analyse des données des mesures prises sur le SOLARCADII et du calcul des ICP, la masse volumique du fluide caloporteur du circuit primaire, constituée d'un mélange d'eau et de glycol à 11.1 %, a été évaluée à travers la formule de régression suivante :

$$\rho = aT^2 + bT + c$$

Avec les coefficients :

$$a = -3.771 \times 10^{-6}$$

Tableau 65 : Masse volumique du mélange en eau glycolée du primaire, en fonction de la température

Température, en [°C]	Masse volumique, en [kg/l]
0	1.0139
5	1.0135
10	1.0131
15	1.0124
20	1.0109
25	1.0095
30	1.0079
35	1.0061
40	1.0041
45	1.0019
50	0.9999
55	0.9973
60	0.9947
65	0.9921
70	0.9890

$$b = -9.82 \times 10^{-5}$$

$$c = 1.014$$

Les données du fabricant concernant les propriétés thermodynamiques des mélanges eau-glycol sont en accord avec la caractérisation du laboratoire auquel les échantillons ont été envoyés. Cette



validation permettra par la suite d'utiliser un simple refractomètre sur site pour déterminer la concentration de glycol et les propriétés du fluide caloporteur.

En plus de la mesure de la masse volumique, l'analyse des données nécessite une estimation la plus précise possible de la capacité thermique massique du fluide, qui a été effectuée à travers une mesure micro calorimétrique. Les mesures ont été menées sur la plage de température de 0°C à 95°C

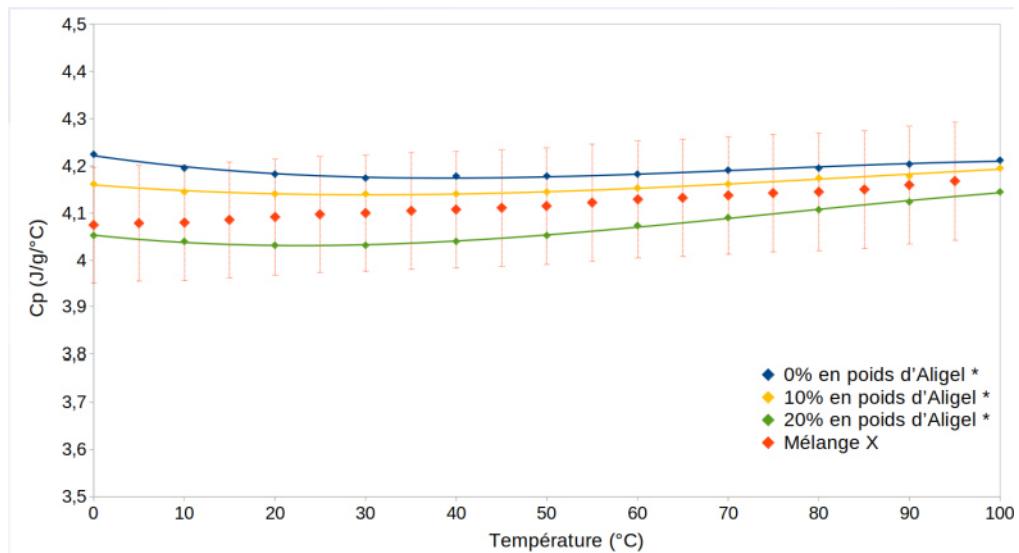


Figure 90 : Capacité calorifique massique du mélange d'eau et glycol Aligel à 11.1% (mélange X) en fonction de la température et comparaison avec différentes courbes d'étalonnage à concentration variable

et les résultats, montrés en Figure 90 et Figure 91, confirment que le mélange se trouve entre 10 et 20 % en masse de glycol.

À partir de ces données, la formule de la régression montrée ci-dessous a été dérivée et utilisée dans le calcul de la capacité thermique massique du fluide caloporteur du circuit primaire en dépendance de la température :

$$c_p = aT^3 + bT^2 + cT + d$$

Avec les coefficients suivants :

$$a = 3.42 \cdot 10^{-8}$$

$$b = -2.71 \cdot 10^{-6}$$

$$c = 9.19 \cdot 10^{-4}$$



$$d = 4.07$$

Les résultats de mesure de la capacité thermique massique (montrés en Figure 90) confirment que le mélange se trouve entre 10 et 20 % en masse de glycol.

À partir de ces données, la formule de la régression montrée ci-dessous a été dérivée et utilisée dans le calcul de la capacité thermique massique du fluide caloporteur du circuit primaire en dépendance de la température :

$$c_p = aT^3 + bT^2 + cT + d$$

Avec les coefficients suivants :

$$a = 3.42 \cdot 10^{-8}$$

$$b = -2.71 \cdot 10^{-6}$$

$$c = 9.19 \cdot 10^{-4}$$

$$d = 4.07$$

### 11.1.1 Modification de la concentration en glycol

Un changement de l'eau glycolé a été effectué en novembre 2022 sur la boucle solaire par TVP Solar. Pendant le fonctionnement antécédent, de l'eau a été ajouté à plusieurs reprises dans la boucle solaire, ce qui a considérablement modifié les proportions d'eau et de glycol circulant. Des analyses pour déterminer la concentration en eau glycolé ont été faite sur le fluide remplacé et sur l'ancien fluide qui était présent avant le changement. Ces mesures doivent permettre de déterminer l'écart en concentration de glycol liée à ce changement.

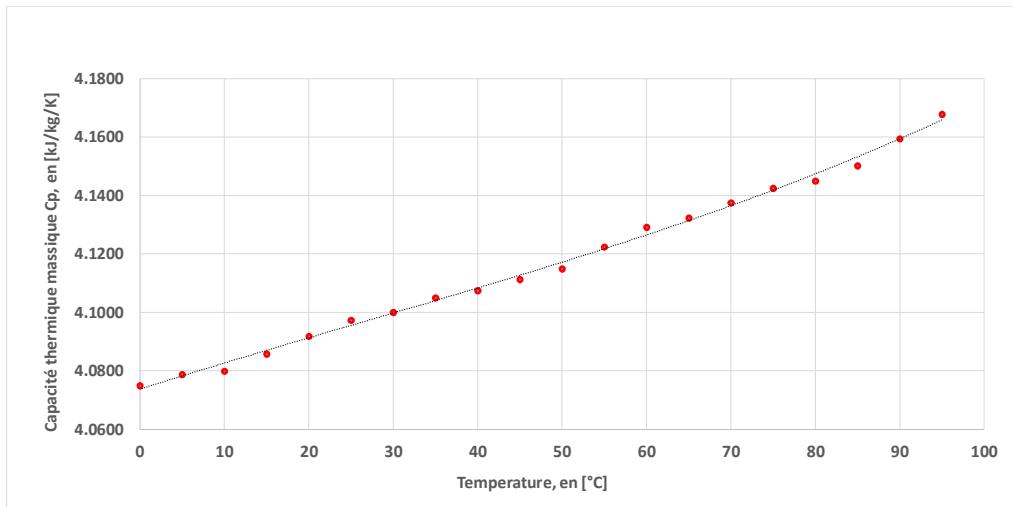


Figure 91 : Résultats de mesure de la capacité thermique massique du mélange eau et glycol du primaire.



Pour quantifier la concentration de glycol de ces échantillons, deux types de mesure ont été faites. La première par réfractométrie et la seconde par calorimétrie différentielle à balayage (en anglais, *Differential Scanning Calorimetry* ou DSC).

Afin de connaître la concentration en glycol en utilisant la méthode réfractométrie, une courbe d'étalonnage a été tracé à partir de différent mélange en proportion entre eau pur et glycol pur. Cette courbe est tracée à partir de l'indice de Brix qui est la valeur relevée lors de cette mesure. La mesure d'un échantillon de référence a permis de contrôler la fiabilité de cette droite d'étalonnage et d'appliquer un facteur correctif.

Pour la DSC, des mesures ont été faite entre 57°C et 93°C afin de tracer la capacité calorifique en fonction de la température. Ces mesures ont été relié au courbe du fabricant afin de connaître la concentration en Glycol, comme montré en Figure 92. Comme dans la première méthode de mesure, une correction a été appliquée grâce à la mesure l'échantillon de référence.

En faisant une moyenne des deux méthodes de mesures, il en résulte que la concentration en glycol était de 6,1% avant le changement et de 10,9% après le changement. À noter que l'écart absolu entre les deux méthodes de mesures est inférieur à 1%. La nouvelle concentration en glycol a été intégré dans les calculs de performance et dans les modélisations afin de représenter au mieux la centrale SOLARCADII.

## 11.2 Annexe II : consommation électrique des pompes de circulation.

La consommation électrique des équipements installés sur le circuit primaire et secondaire nécessite une mesure de la puissance absorbée sur les deux circuits de la centrale.

Étant donné que les compteurs électriques ont été mis en marche seulement courant 2022, la puissance absorbée par les pompes a été estimée à travers les courbes des constructeurs pour pouvoir donner une estimation du COP annuel (Coefficient of Performance, voir 3.2.3) au niveau du champ solaire et de la centrale. Les mesures des compteurs électriques ont été comparés aux estimations pour réaliser un retro-validation. Ces mesures ont été ensuite utilisés pour calculer le COP pour tout le 2023.

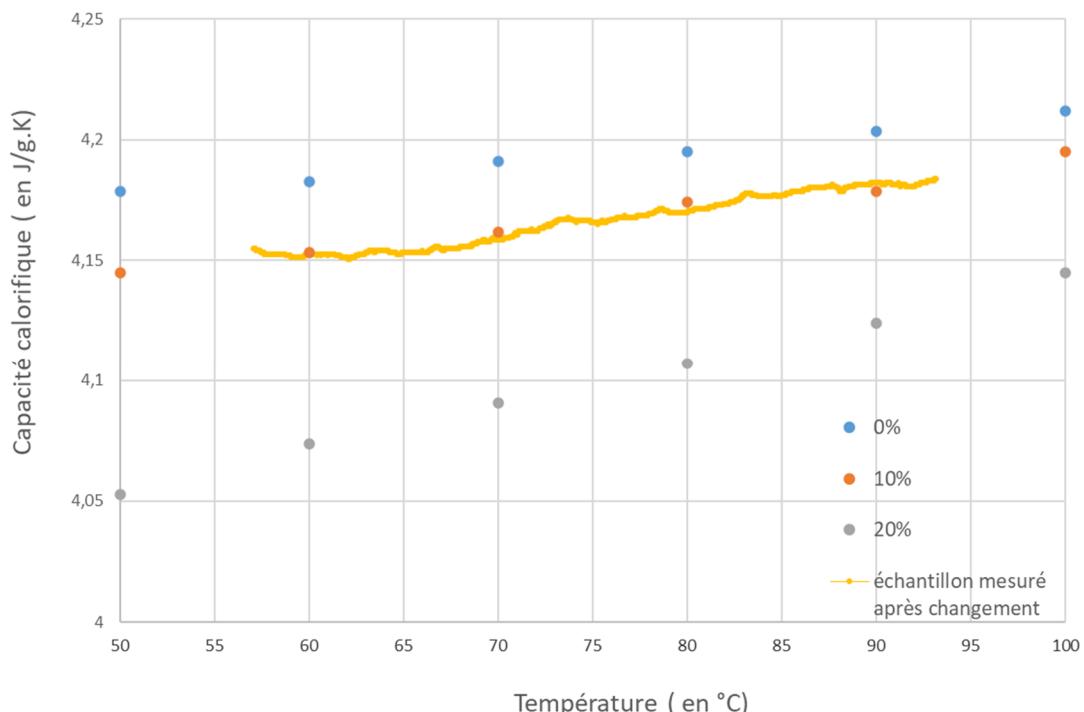


Figure 92 : Graphique de la mesure du cp selon la méthode DSC pour l'échantillon pris après le changement de l'eau glycolé, et courbes du fabricant associées à proportions différentes en glycol



Figure 93 montre la puissance absorbée en fonction du débit circulant pour la pompe du circuit primaire (ou solaire), pendant que la Figure 94 affiche les données du fabricant pour les pompes du secondaire (ou CAD).

Pour l'analyse des données et le calcul des ICP courant 2021 et 2022, les puissances et énergies absorbées ont donc été estimées à l'aide des formules de régression suivantes :

- pour les pompes au secondaire (circuit CAD) :

$$Pow_{el,sol} = aDebit_{sol}^2 + bDebit_{sol} + c$$

$$E_{el,sol} = Pow_{el,sol} dt$$

Où:

$$a = -0.001$$

$$b = 0.1034$$

$$c = 0.104$$

- pour les pompes du primaire (circuit CAD) :

$$Pow_{el,CAD} = aDebit_{CAD} + b$$

$$E_{el,CAD} = Pow_{el,CAD} dt$$

Avec les coefficients suivants :

$$a = 0.0925$$

$$b = 2.6188$$

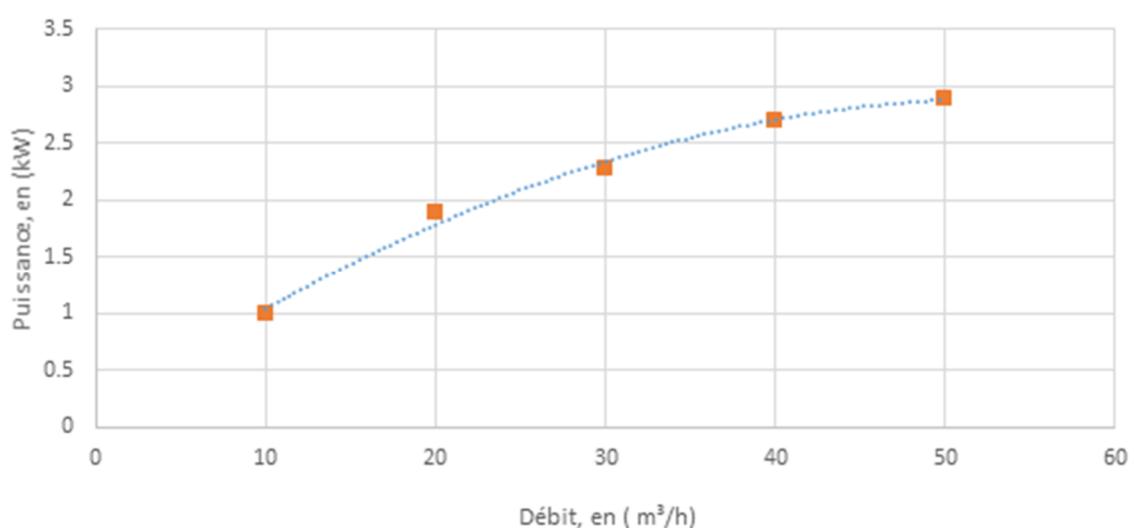


Figure 93 : Puissance absorbée par la pompe au secondaire en fonction du débit circulant.



Pour le 2023, la consommation des pompes annuelle a été évaluée sur la base des données mesurées par des compteurs électriques dédiées (un pour le primaire et un pour le secondaire), en opération depuis la moitié de 2022. Figure 95 montre la comparaison entre la consommation électrique journalière des pompes solaires sur le primaire selon les estimations basées sur les courbes du constructeur et selon les valeurs de mesure. L'estimation sur les courbes du constructeur

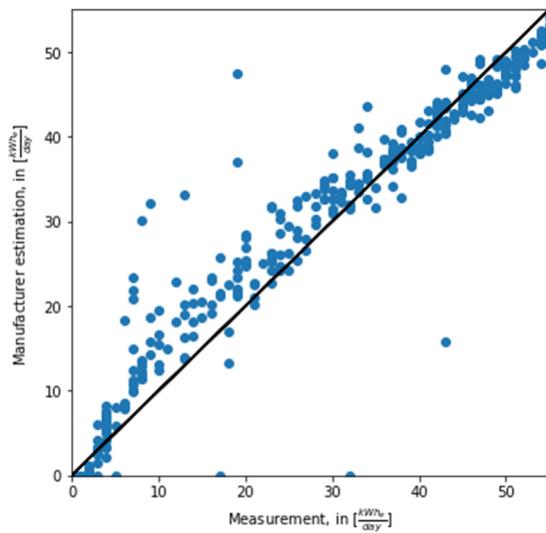


Figure 95: Comparaison entre les données de mesure de l'électricité consommée par les pompes solaires et les estimations faites avec les courbes du constructeur des pompes.

surestime la consommation des pompes solaires quand la consommation est faible à modérée, car la période ensoleillée est courte et la circulation des pompes réduite. L'estimation sur courbes est

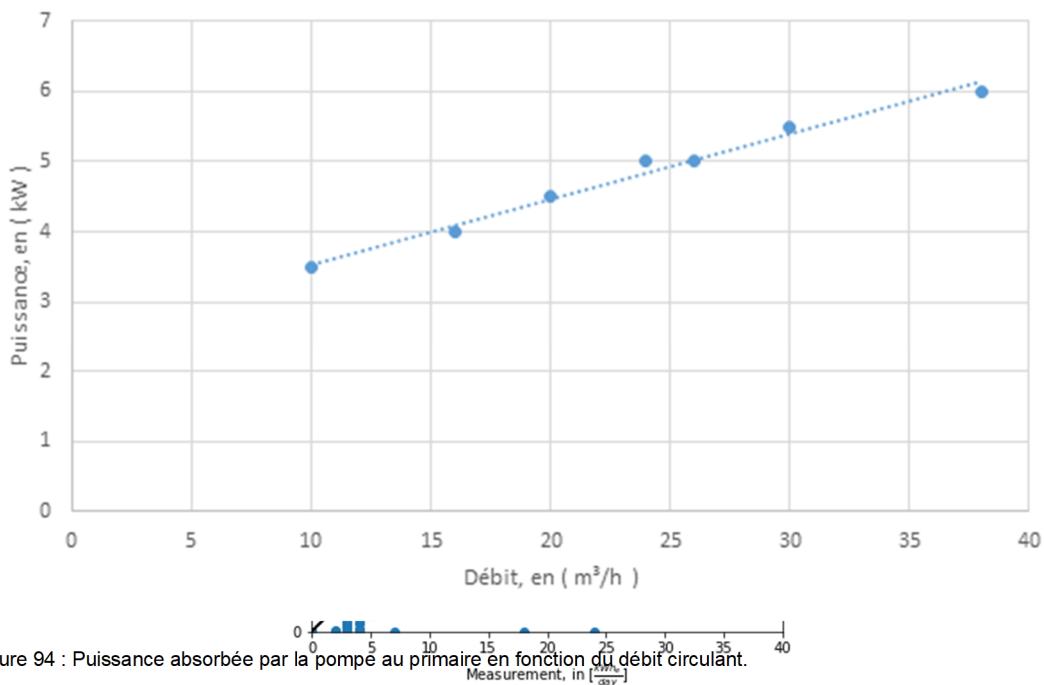


Figure 94 : Puissance absorbée par la pompe au primaire en fonction du débit circulant.

Figure 96: Comparaison entre les données de mesure de l'électricité consommée par les pompes du secondaire (CAD) et les estimations faites avec les courbes du constructeur des pompes.

toutefois inférieure pour des journées dans lesquelles la circulation est maintenue pendant plus



longtemps, comme dans une journée bien ensoleillée. Sauf que pour un nombre limité des "outliers", l'estimation sur les courbes et la mesure des totalisateurs d'énergie sont en bon accord.

Dans le cas des pompes au secondaire (CAD), la même comparaison est montrée en Figure 96, mais les résultats indiquent que les estimations sur les courbes du constructeur amènent à sous-estimer la consommation électrique des pompes d'une quantité non négligeable. Pour cette raison, les estimations de la consommation des pompes pour 2021 et 2022 nécessitent d'être corrigés *a posteriori* à travers un modèle estimatif basée sur une grandeur endogène du système. En effet, on peut considérer que pour estimer la consommation des pompes, on peut faire une régression sur les données du 2023 entre l'électricité consommée et la chaleur récoltée. Figure 97 montre la régression quadratique de la consommation électrique des pompes du primaire et secondaire sur l'énergie récoltée par le champ solaire ( $E_{sol}$ ) et transmise au CAD ( $E_{CAD}$ ), respectivement (outliers ont été filtrés avec une bande de  $\pm 3 \sigma$ ). Les estimations de la consommation électrique journalière des pompes pour la période du 2021 et 2022 ont été donc corrigés à l'aide des 2 corrélations quadratiques suivantes :

$$E_{el,sol} \left[ \frac{kWh}{j} \right] = -2.358 * 10^{-6} * E_{sol}^2 + 2.226 * 10^{-2} * E_{sol} + 4.545$$

$$E_{el,CAD} \left[ \frac{kWh}{j} \right] = -1.726 * 10^{-6} * E_{CAD}^2 + 1.6 * 10^{-2} * E_{CAD} + 2.796$$

Selon les graphiques de corrélation entre la régression et l'estimation pour 2021 et 2022 montrés en Figure 98, on peut déduire que l'estimation de la consommation électrique journalière par les données du fabricant des pompes amène à une évaluation qualitativement fiable pour le primaire (pompes solaires), pendant que la consommation des pompes au secondaire (coté CAD) est sous-estimée, particulièrement pour des journées ensoleillées permettant d'injecter énergie dans le CAD pour plus longtemps.

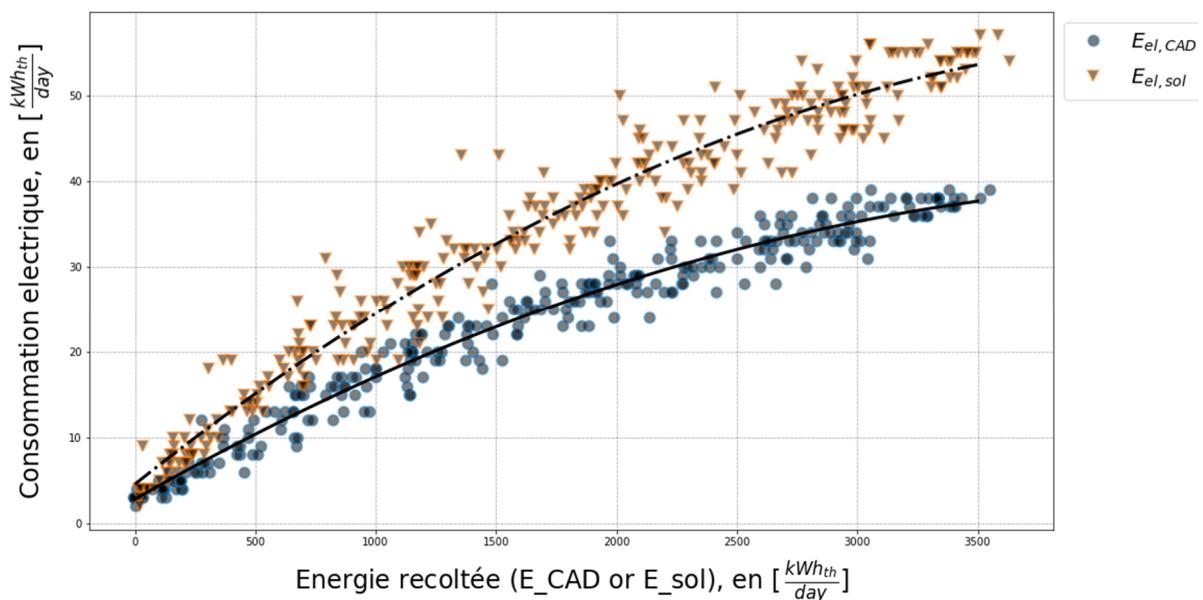


Figure 97 : Régression quadratique de la consommation électrique des pompes du primaire et secondaire sur l'énergie récoltée par le champ solaire ( $E_{sol}$ ) et transmise au CAD ( $E_{CAD}$ ), respectivement. Les *outliers* ont été filtrés avec une bande de  $\pm 3 \sigma$ .

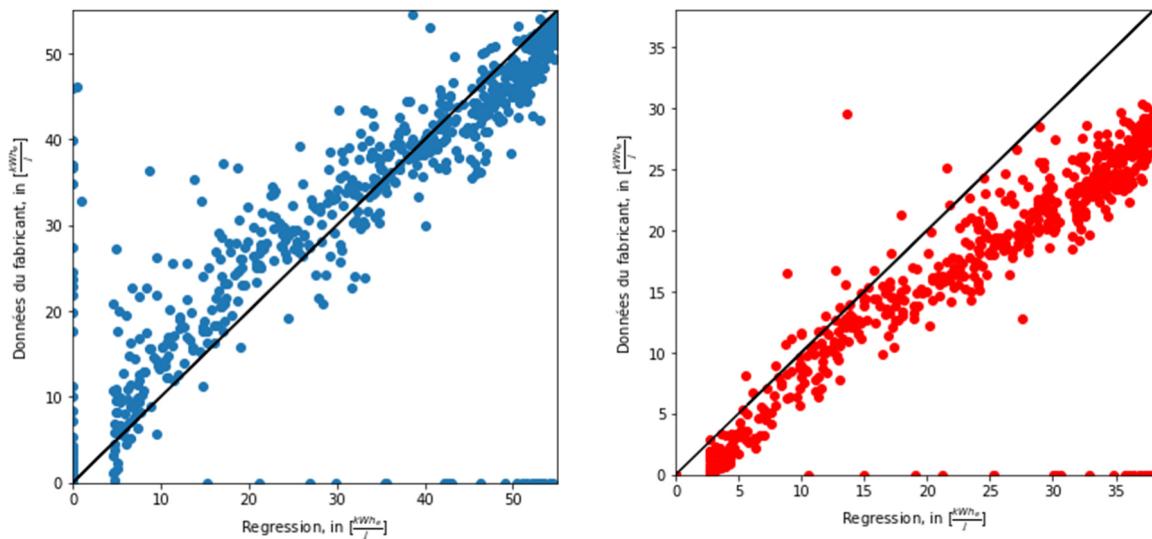


Figure 98 : Graphique de corrélation entre la régression et l'estimations sur les données du fabricant pour E\_el\_sol (droite) et E\_el\_CAD (gauche).

### 11.3 Annexe III : les données météorologiques du site.

Les mesures d'irradiance du pyranomètre installé sur le site ont permis d'évaluer l'énergie solaire incidente (appelée irradiation incidente, et exprimée ici en [kWh]), nécessaire pour calculer différents ICPs concernant l'efficacité de la centrale et des collecteurs thermiques.

En particulier, la mesure d'irradiance globale et diffuse sur le plan des capteurs permet le calcul de l'irradiance incidente directe. La comparaison des différentes composantes de l'énergie solaire incidente avec la performance des capteurs est particulièrement pertinente pour le plateau Suisse, où la fraction diffuse de la radiation solaire incidente avoisine les 40% du total en termes d'énergie annuelle, et pour la technologie du vide appliquée aux capteurs solaires, car cette dernière peut augmenter de manière significative la fraction d'énergie solaire diffuse convertie en chaleur.

Les mesures d'irradiance prises sur le site à la fréquence d'une donnée par minute ont été comparées avec les mesures enregistrées par la station météorologique de Cointrin sur le plan horizontal à la fréquence d'une donnée chaque 10 minutes. Pour transposer sur un plan commun les deux mesures, un modèle isentropique de la radiation diffuse a été utilisé. Cette comparaison, menée pour des jours sans nuages et avec une baisse portion de lumière diffuse, a été utile pour détecter une panne affectant le système d'acquisition relié au pyranomètre installé sur site. Cette panne, de caractère intermittent et reliée au câblage du pyranomètre, a causé des incohérences et la perte des données pour le 2021.

L'irradiance mesurée par MétéoSuisse sur le plan horizontal et transposée sur le plan des capteurs a donc été adoptée pour le calcul des ICP et le bilan 2021 de la centrale SOLARCADII, pendant que pour les 2022 et 2023 les données effectivement enregistrées sur site ont été employées dans les estimations.

L'énergie solaire incidente sur un intervalle de temps  $dt$ , appelée irradiation, est calculée à partir des mesures d'irradiance et des puissances selon les formules qui suivent.

- Irradiance directe incidente sur le plan des capteurs

$$DIR_{inc} = GI_{poa} - DIF_{inc}, \text{ en W/m}^2$$

- Puissance et irradiation solaire globale, diffuse et directe incidente sur le plan des capteurs :

$$Pow_{IRR} = GI_{poa} * 400 * A_{MT4}, \text{ en [W].}$$

$$E_{GI,inc} = Pow_{irr} * dt; \text{ en [Wh].}$$

$$Pow_{DIF} = DIF_{inc} * 400 * A_{MT4}, \text{ en [W].}$$



$$E_{DIF,inc} = Pow_{DIF} * dt, \text{ en [Wh].}$$

$$Pow_{DIR} = DIR_{inc} * 400 * A_{MT4}, \text{ en [W]}$$

$$E_{DIR,inc} = Pow_{DIR} * dt, \text{ en [Wh].}$$

- Puissance et irradiation solaire globale sur le plan horizontal

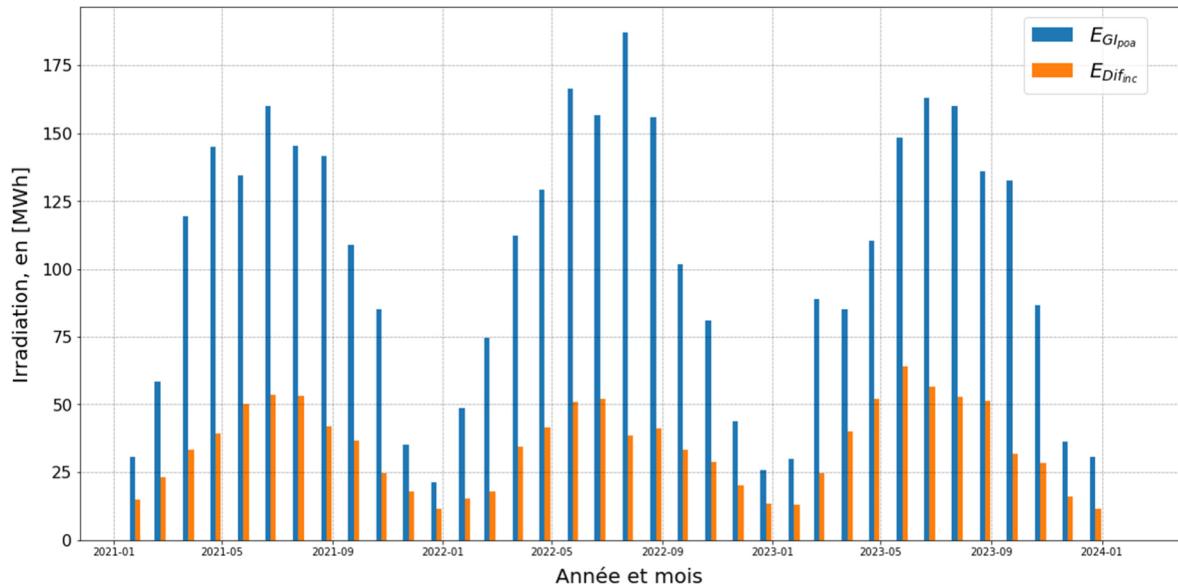


Figure 99 : Distribution mensuelle de l'énergie incidente globale et diffuse sur le plan des capteurs du SOLARCADII (données 2021 de Cointrin).

$$Pow_{GHI} = GHI * 400 * A_{MT4}, \text{ en [W] ;}$$

Tableau 66 : Irradiation par unité de surface sur le plan du capteur et sur le plan horizontal pour les années 2021, 2022 et 2023 sur le site du SOLARCADII (données 2021 dérivées de la station Meteosuisse de Contrin)

	2021	2022	2023	
$E_{GI,inc}$	1560	1688	1589	kWh/m <sup>2</sup> /an
$E_{DIF,inc}$	526	510	581	kWh/m <sup>2</sup> /an
$E_{GHI}$	1423	1539	1423	kWh/m <sup>2</sup> /an
$E_{DHI}$	883	1011	848	kWh/m <sup>2</sup> /an

$$E_{GHI} = Pow_{GHI} * dt, \text{ en [Wh].}$$

Le Tableau 66 présente les valeurs d'irradiation par unité de surface pour l'année 2021 (données de Cointrin), 2022 et 2023 (données SOLARCADII). Figure 99 montre le bilan mensuel de l'irradiation incidente globale et diffuse sur le plan des capteurs, inclinés de 17.5°, pour les trois années écoulées depuis le début du suivi.

### 11.3.1 Ombrages



L'énergie solaire incidente sur la centrale SOLARCADII peut être influencée par des éventuels ombrages projetés sur les capteurs par des éléments encombrant l'horizon proche et lointain. Pour cette raison, le masque des ombrages a été dérivé directement sur le site de l'installation, pour lequel les coordonnées et les dimensions sont données au Tableau 67.

a) Ombrages lointains et ombrages réciproques entre rangées

Tableau 67 : Coordonnées géographiques et dimensions du site sur lequel est installée la centrale SOLARCADII. L'image du site, datant de 2020, est une vue aérienne extraite de map.geo.admin.ch

Latitude	46.208°	
Longitude	6.102°	
Altitude	420 m	
Localité	Vernier	
Longueur de la structure	89.5 m	
Largeur de la structure	19.65 m	

Les effets des ombrages lointains dus au relief avoisinant le site est faible, comme montré par le

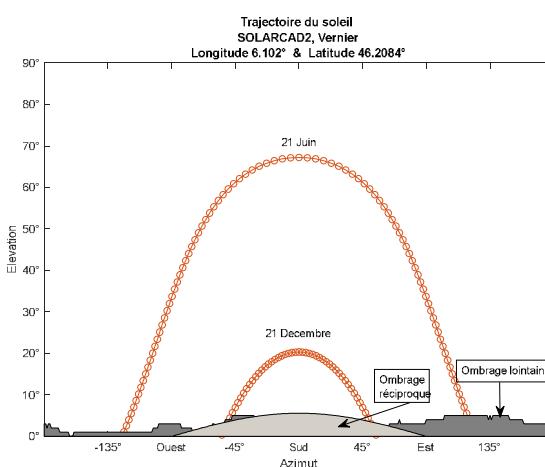


Figure 100 : Masque solaire sur le site de la centrale SOLARCADII avec les trajectoires apparentes du soleil pour le 21 décembre et le 21 juin (orange), le masque de l'ombrage lointain (en gris foncé) et le masque de l'ombrage réciproque évalué en milieu du panneau (en gris clair).

masque des ombrages lointain présenté en Figure 100 (en gris foncé). La même figure montre aussi le masque dû à l'ombrage réciproque des rangées de capteurs (en gris clair ; ombrage évalué au milieu du capteur).



L'influence des ombrages lointains sur la diminution de la ressource solaire ainsi que le rayonnement global horizontal mensuel pour le site de la centrale SOLARCADII sont représentés dans la Figure 101. En considérant que les masques d'ombrages influent seulement sur le rayonnement solaire direct, le masque lointain engendre une diminution de la ressource solaire d'environ 0.1 % sur l'année. Avec les mêmes considérations, l'ombrage réciproque engendre une diminution de la ressource de 0.5 % sur l'année. En considérant le milieu de capteur comme point de référence pour l'ombrage réciproque, celui-ci engendre une diminution de la ressource solaire de 0.1 % sur l'année. Cette diminution de la ressource solaire due à l'ombrage réciproque atteint son maximum au mois de janvier avec 0.9 %.

### b) Ombrages proches

Le masque des ombrages proches, évalué en milieu du champ solaire avec l'utilisation d'un compas et d'un inclinomètre (voir le Figure 102), est montré en Figure 100.

L'impact des ombrages proches sur l'énergie incidente est à priori aussi négligeable et inférieur à 1 %.



Figure 102 : Compas (à gauche) et inclinomètre (à droite) utilisés pour la dérivation du masque des ombrages proches

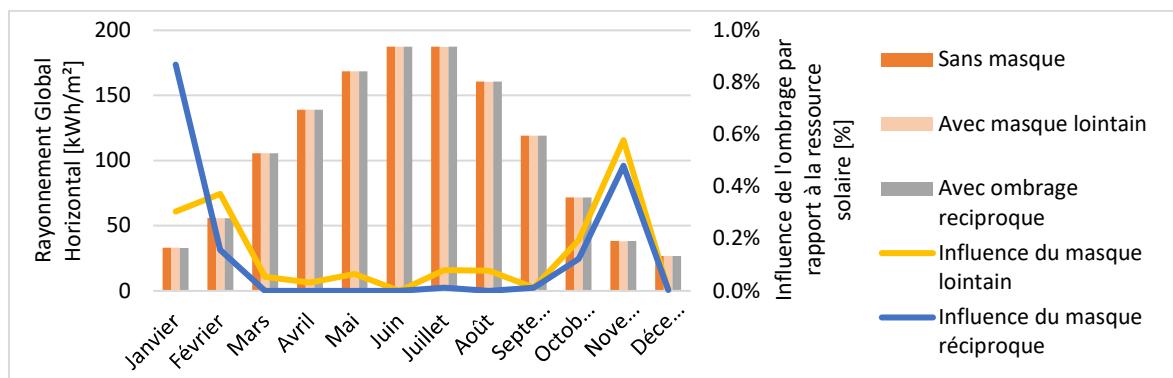


Figure 101 : Irradiation mensuelle et influence des différents ombrages



### 11.3.2 Température ambiante

L'évolution de la température extérieure moyenne pendant la journée pour le site de la centrale

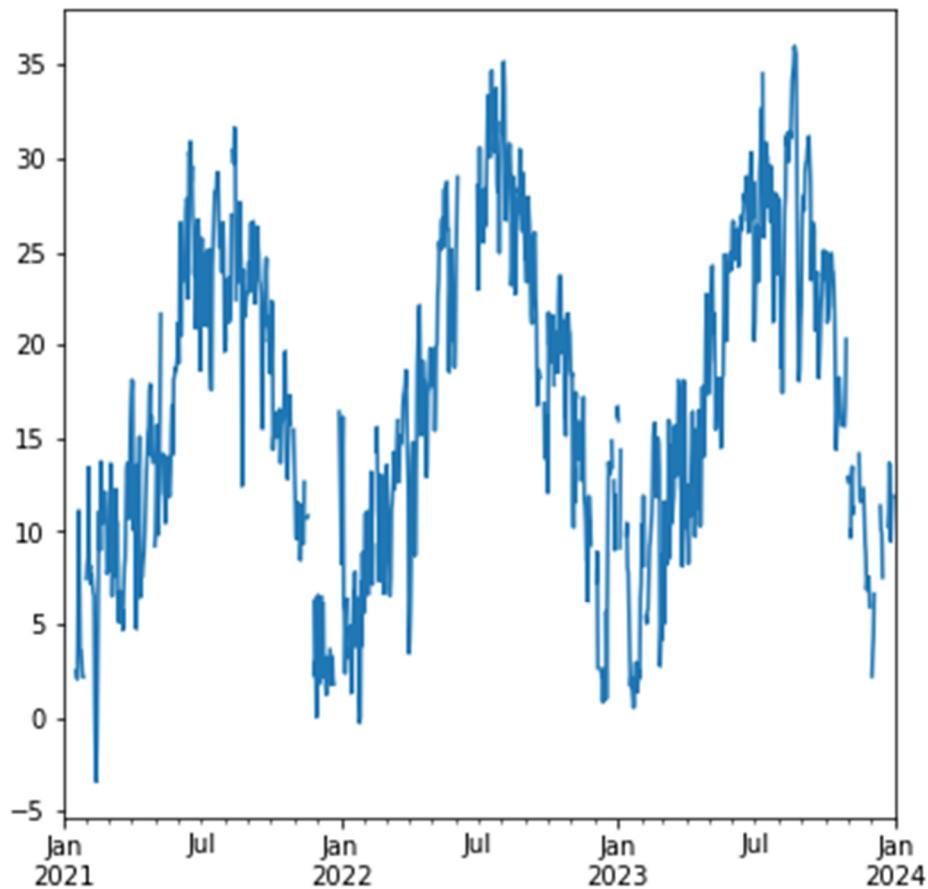


Figure 104 : Température moyenne de l'air pendant la journée pour les années 2021, 2022 et 2023.

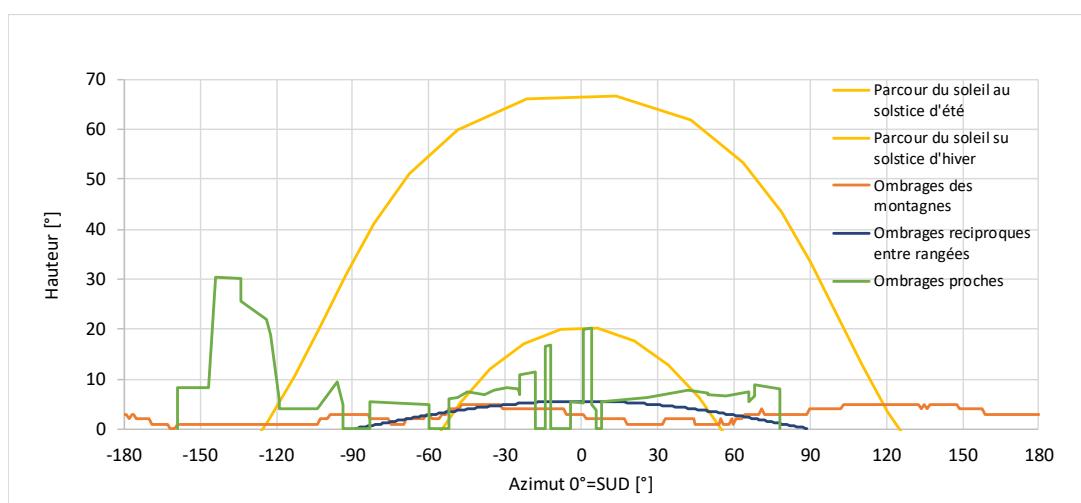


Figure 103 : masque ombrages proches et lointain pour la centrale SOLARCADII, évalué en milieu du champ solaire.

SOLARCADII est montrée dans la Figure 104.



## 11.4 Annexe IV: Méthodologie de comparaison entre modèles numériques et mesures

Les méthodes classiques employées dans la littérature afin de valider un modèle numérique se basent sur le calcul de plusieurs indicateurs comparant les prédictions du modèle numérique à une série de mesures expérimentales. Ces indicateurs peuvent soit être utilisés pour calibrer certains paramètres des modèles en minimisant ces indicateurs de comparaison, soit pour quantifier la qualité d'un modèle numérique (validation). Dans le cadre du projet SOLARCADII, les indicateurs ont été utilisés afin de valider les modèles numériques dérivés plus haut.

Pour quantifier la qualité de l'accord des modèles avec les données des mesures enregistrées, il a été choisi d'adopter le EQM, ou "écart quadratique moyen", et le Cv(EQM), le "coefficient de variation de l'EQM", décrits dans les paragraphes suivants.

### 11.4.1 Racine de l'écart quadratique moyenne (EQM)

La racine de l'écart quadratique moyenne (EQM ou RMSE en anglais), est généralement considérée comme une mesure de la variabilité ou du degré de dispersion des données. La racine carrée de l'erreur quadratique moyenne (RMSE) est une mesure qui évalue la précision d'un modèle en calculant la moyenne des écarts au carré entre les prédictions du modèle et les valeurs réelles. Ces écarts sont appelés résidus lorsque les calculs sont effectués sur l'échantillon de données qui a été utilisé pour l'estimation, et sont appelés erreurs (ou erreurs de prédiction) lorsqu'ils sont calculés hors échantillon. L'EQM est plus sensible aux *valeurs aberrantes* que l'erreur absolue moyenne ou l'erreur relative moyenne absolue et elle est définie comme suit :

$$EQM = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - x_i)^2}$$

où :

$n$  est le nombre d'échantillons mesurées ;

$y_i$  est la valeur modélisée pour la donnée  $i^{\text{ème}}$  ;

$x_i$  est la valeur mesurée pour l'échantillon  $i^{\text{ème}}$ .

### 11.4.2 Coefficient de variation de l'EQM (cvEQM).

Le coefficient de variation de l'EQM (cvEQM) est défini comme le EQM divisé par la moyenne des mesures expérimentales. De manière générale, des valeurs de cvRMSE plus faibles indiquent une variance résiduelle moindre pour un modèle. Il est calculé selon la formule suivante :

$$cvRMSE = \frac{\sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (y_i - x_i)^2}}{\hat{x}}$$

où:

$n$  est le nombre d'échantillons mesurées ;

$y_i$  est la valeur modélisée pour la donnée  $i^{\text{ème}}$  ;

$x_i$  est la valeur mesurée pour l'échantillon  $i^{\text{ème}}$ .

$\hat{x}$  est la moyenne des données de mesure.

## 11.5 Annexe V: matières premières utilisées pour la fabrication du capteur (Module A1 de l'écobilan du capteur)

La liste des composants d'un panneau MT Power avec leur masse est montrée au Tableau 68. Les composants ont ensuite été regroupés par type de matériau et modélisés avec les données d'arrière-plan de la base de données UVEK. Le Tableau 69 montre ce regroupement et le choix des données secondaires pour la modélisation de la fabrication du panneau MT Power. À noter que la masse réelle du capteur est 53,99 kg. Certains éléments (items 4, 8, 9, 14 et 21) n'ont pas pu être



modélisés, faute de procédé unitaire représentatif dans la base des données UVEK. Ces éléments manquants représentent une différence inférieure à 1 % (0,8%) entre la masse réelle du capteur et celle du modèle. Ils seraient à prendre en compte dans le cadre d'un écobilan plus précis.

Tableau 68: liste des composants de fabrication d'un panneau MT Power.

N°	Item	Elément	Matériaux	Masse [kg]
1		<b>Absorber Pipe</b>	Cu-DHP Alloy (Wieland K21)	2,182
2		<b>Conical Fitting Disk</b>	AISI 304	0,06
3		<b>Brazing Ring</b>	BrazeTec Alloy 7200	0,005
4		<b>Deoxidizing Braze</b>	BrazeTec N1/T	0,00652
5		<b>Ferrule</b>	AISI 303	0,084
6		<b>SMS Inside</b>	AISI 303	0,42
7		<b>Absorber Sheet</b>	Mirotherm 1300R AL 1000 0.6 coil	2,838
8		<b>Flash Getter</b>	SAES 4C0010	0,00
9		<b>Coated Disk</b>	Alanod Sunselect 0.25 coil	0,009
10		<b>Support Beam</b>	AISI 304 0.5 coil	0,003
11		<b>Pill Holder</b>	Cu 0.5 coil	0,015
12		<b>Washer</b>	Cu	0,002
13		<b>Rivit</b>	AISI 304	0,01
14		<b>Getter Pill</b>	SAES 5F0376	0,002
15		<b>Pin Rack</b>	Fe 360 3.0 sheet	4,972
16		<b>Transverse</b>	Fe 360 3.0 sheet	0,436
17		<b>Molded Fork</b>	AISI 304 3.0 sheet	0,102
18		<b>Glass Plate</b>	Prismatic low iron 1AR	24,464
19		<b>Peripheral Frame</b>	Alloy 48 DIN17745 0.25 coil + AISI 441 0.7 coil	0,955
20		<b>Frit Glass</b>	AGC BDH-0118 glass powder	0,9
21		<b>Solvent</b>	Butyl Acetate 98,6% + Nitrocellulose 1,4 %	0,083
22		<b>Molded Bottom</b>	AISI 441 0.7 sheet	11,449
23		<b>Folded Absorber Sheet Batten</b>	AISI 304 0.5 sheet	0,372
24		<b>Folded Absorber Sheet Corner</b>	AISI 304 0.5 sheet	0,028
25		<b>Composed Pumping Port: Brazing Ring</b>	BrazeTec Alloy 7200	0,005
26		<b>Composed Pumping Port: Pipe</b>	DHP Cu 16.5x18 tube	0,034
27		<b>Composed Pumping Port: Pipe Port</b>	AISI 304	0,009
28		<b>SMS Outside</b>	AISI 303	0,324
29		<b>Kit Protective Belt</b>	Al 6060	3,738
30		<b>Profile Silkscreen Printing</b>	PVC RAL 6018	0,001
31		<b>Green Sticker</b>	PVC RAL 6018	0,001
32		<b>Corner Joint</b>	Al 6060	0,04
33		<b>Corner Joint Hole Plug</b>	Nylon RAL 6018	0,005
34		<b>Black Mono Adhesive Foam Tape</b>	PVC Foam Tape	0,033
35		<b>Exit Port Plug</b>	Nylon RAL 6018	0,072
36		<b>Pumping Port Cap</b>	Nylon RAL 6018	0,027
37		<b>Glue for Pumping port cap</b>	Master Polymer F - 104 S	0,3
			<b>TOTAL</b>	53,986



## 11.6 Annexe VI: Données de transport jusqu'à l'usine de fabrication à Avellino, Italie (Module A2 de l'écobilan du capteur)

TVP Solar a pu nous communiquer la localisation des fournisseurs ainsi que le type de transport utilisé pour chaque composant du panneau. Le Tableau 70 résume ces informations pour chaque élément avec la quantité de transport exprimée en tonnes par km (ton.km) dans la dernière colonne.

Tableau 69: Matériaux des composants d'un panneau MT Power et données secondaires UVEK

Nº Item	Masse [kg]	Données secondaires utilisées (UVEK 2021)
2,5,6,10,13,17,22,23 ,24,27,28	12,86	<i>Chromium cold rolled steel sheet 18/8, at plant/kg/RER U</i>
1,11,12	2,199	<i>Copper Pipes, at regional storage/RER U</i>
3	0,01	<i>Silver, at regional storage/RER U (72%) + Copper, at regional storage/RER U (28%) + Wire drawing, copper/RER U</i>
7	2,838	<i>aluminium sheet, uncoated/kg/CH U + Selective coating, copper sheet, physical vapour deposition/DE U + Anodising, aluminium sheet/RER U</i>
18	24,46	<i>Solar glass, low-iron, at regional storage/RER U</i>
19	0,955	<i>Ferronickel, 25% Ni, at plant/GLO U + Chromium steel 18/8, at plant/RER U +</i>
15,16	5,408	<i>Carbon cold rolled steel sheet at plant/RER U</i>
20	0,9	<i>Flat glass, uncoated, at plant/RER U + powder production process</i>
29,32	3,778	<i>aluminium profile, uncoated/kg/CH U</i>
30,31,34	0,035	<i>Polyvinylidenechloride, granulate, at plant/RER U</i>
33,35,36	0,104	<i>Nylon 6, at plant/RER U</i>
TOTAL	53,55	

Finalement, les données de transport ont été agrégées par type de transport afin de les saisir dans le modèle d'écobilan dans le logiciel Simapro (Tableau 71).



Tableau 70: Données de transport des composants d'un panneau MT Power jusqu'à l'usine TVP Solar

N° Item	Elément	Localisation des fournisseurs	Type de transport	Distance [km]	[ton.km]
1	Absorber Pipe	Ulm - Germany	Truck	1200	2,6184
2	Conical Fitting Disk	Besozzo - Italy	Truck	865	0,0519
3	Brazing Ring	Vicenza - Italy	Truck	750	0,0037
4	Deoxidizing Braze	Vicenza - Italy	Truck	750	0,00489
5	Ferrule	Somma Vesuviana - Italy	Truck	45	0,00378
6	SMS Inside	Somma Vesuviana - Italy	Truck	45	0,0189
7	Absorber Sheet	Ennepetal - Germany	Truck	1675	4,75365
8	Flash Getter	Lainate - Italy	Truck	815	0
9	Coated Disk	Besozzo - Italy	Truck	865	0,007785
10	Support Beam	Besozzo - Italy	Truck	865	0,002595
11	Pill Holder	Besozzo - Italy	Truck	865	0,012975
12	Washer	Dongcheng town - China	Plane	11450	0,0229
13	Rivit	Napoli - Italy	Truck	55	0,00055
14	Getter Pill	Lainate - Italy	Truck	815	0,00163
15	Pin Rack	Somma Vesuviana - Italy	Truck	45	0,22374
16	Transverse	Somma Vesuviana - Italy	Truck	45	0,01962
17	Molded Fork	Lainate - Italy	Truck	815	0,08313
18	Glass Plate	Hannover - Germany	Truck	1775	43,4236
19	Peripheral Frame	Pieve di Soligo - Italy	Truck	800	0,764
20	Frit Glass	Beijing - China	Boat	8040	7,236
21	Solvent	Pieve Emanuele - Italy	Truck	790	0,06557
22	Molded Bottom	Somma Vesuviana - Italy	Truck	45	0,515205
23	Folded Absorber Sheet Batten	Somma Vesuviana - Italy	Truck	45	0,01674
24	Folded Absorber Sheet Corner	Somma Vesuviana - Italy	Truck	45	0,00126
25	Composed Pumping Port: Brazing Ring	Vicenza - Italy	Truck	750	0,00375
26	Composed Pumping Port: Pipe	Tianjin - China	Plane	8150	0,2771
27	Composed Pumping Port: Pipe Port	Somma Vesuviana - Italy	Truck	45	0,000405
28	SMS Outside	Somma Vesuviana - Italy	Truck	45	0,01458
29	Kit Protective Belt	Athens - Greece	Boat	1055	3,94359
30	Profile Silkscreen Printing	Scisciano - Italy	Truck	40	0,00004
31	Green Sticker	Prato - Italy	Truck	520	0,00052
32	Corner Joint	Vitulazio - Italy	Truck	75	0,003
33	Corner Joint Hole Plug	Vitulazio - Italy	Truck	75	0,000375
34	Black Mono Adhesive Foam Tape	Cinisello Balsamo - Italy	Truck	810	0,02673
35	Exit Port Plug	Vitulazio - Italy	Truck	75	0,0054
36	Pumping Port Cap	Vitulazio - Italy	Truck	75	0,002025
37	Glue for Pumping port cap	Limea - Italy	Truck	825	0,2475

Tableau 71 : Agrégation des données de transport pour la modélisation du panneau MT Power.

	[ton.Km]	Données secondaires utilisées (UVEK 2021)
<b>Truck</b>	52,8980	transport, freight, lorry 32-40 metric ton, fleet average/RER U
<b>Boat</b>	11,17959	transport, transoceanic freight ship/tkm/OCE U
<b>Plane</b>	0,3	transport, aircraft, freight/tkm/RER U



## 11.7 Annexe VII: inventaire des composants de la centrale

La Figure 105 montre les éléments considérés dans l'inventaire des composants de la centrale, décrit dans la suite.

### 11.7.1 Tuyaux du Circuit Primaire

Des données sur le type de tuyaux utilisé ont été collectées. Le Tableau 72 résume les données relatives aux calculs de la masse des tuyaux, pour chaque circuit (il s'agit des tuyaux soudés d'acier inoxydable pour le circuit primaire, tandis que les tuyaux du circuit secondaire sont fabriqués sans soudure et en acier au carbone).

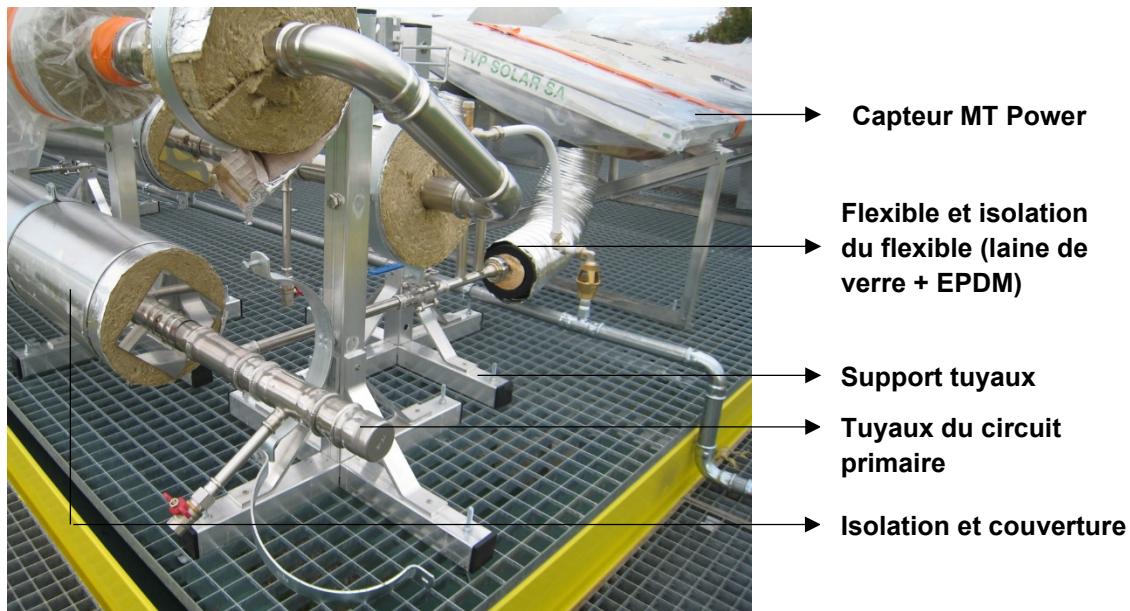


Figure 105 : Vue des principaux éléments du réseau du circuit primaire sur le champ solaire.

Tableau 72: Estimation de la masse de tuyaux par circuit

Circuit	Matériau	D <sub>nom</sub> [mm]	D <sub>ext</sub> [mm]	e [mm]	Longueur, [m]	Masse/mètre [kg/m]	Masse [kg]
Primaire	Acier inox soudées	20	26,7	1,2	75	1	75
		50	60,3	1,5	172	2,35	404,2
		80	88,9	2	204,67	4,35	890,3
						TOTAL	1369,5
Secondaire	Acier au carbone sans soudure	1/2 "	13,5	2	12	0,519	6,2
		3/4 "	19	2	12	0,838	10,0
		1 "	25,4	2	12	1,15	13,8
		42	42	2,5	12	2,55	30,6
		48	48	2,5	24	2,93	70,3
		114	114	3,5	84	9,83	825,7
						TOTAL	956,7

Il n'existe pas de données secondaires directement utilisables pour modéliser la fabrication de tuyauterie, donc de nouveaux processus ont dû être modélisés. Concernant la fabrication des tubes du circuit primaire, les hypothèses suivantes ont été retenues : le procédé Sheet rolling, chromium



steel/RER U a été ajouté à la donnée Chromium steel 18/8, at plant/RER U16, issue de la base de données UVEK, afin de modéliser l'impact de la fabrication d'une bobine d'acier inoxydable laminée à froid. Le processus résultant, a été appelé Chromium cold rolled steel sheet 18/8, at plant/kg/RER U. Ensuite, un processus de soudage, Welding, arc, steel/RER U a été ajouté pour modéliser la fabrication de ce type de tuyaux.



Figure 106 : Vue des flexibles (Type 1 et Type 2).

### 11.7.2 Flexibles

Il y deux types de flexibles : ceux qui servent comme éléments de connexion hydraulique entre les panneaux de type 1, et ceux qui connectent chaque rangée de panneaux aux tuyaux principaux de type 2. La différence entre les deux est la longueur : les flexibles type 1 mesurent 450 mm, tandis le type 2 mesure 700 mm (données issues du plan de fabrication).

Dans chacune des 50 rangées, 8 panneaux sont reliés à l'aller et au retour avec les flexibles type 1. Il y a donc 14 flexibles par ligne, soit 700 flexibles de type 1 au total. De même, il y a 2 flexibles type 2 pour chaque rangée (en entrée et en sortie), soit 100 flexibles de type 2 au total. Les masses des flexibles ont été estimées à partir du catalogue d'un flexible standard, avec les mêmes caractéristiques et le même matériau. Le poids pour les deux types de flexibles est de 1,6 kg/unité.

La fabrication des flexibles a été modélisée avec le même processus modélisé précédemment Chromium cold rolled steel sheet 18/8, at plant/kg/RER U qui représente l'impact de fabrication d'une bobine de tôle d'acier inox.

### 11.7.3 Tuyaux du Circuit Secondaire

Les tuyaux du circuit secondaire sont des tuyaux d'acier au carbone sans soudure. La fabrication de ces tuyaux a été modélisée avec la donnée disponible dans la base de données UVEK, pipe, carbon steel/CH U qui considère le procédé de fabrication de tuyaux sans soudure appelée « Mandrel Mill »<sup>16</sup>.

### 11.7.4 Isolation des tuyaux

Trois matériaux ont été utilisés pour isoler les tuyaux du réseau primaire : la laine de roche, la laine de verre et l'EPDM. La laine de roche est celle utilisée pour isoler la majeure partie de la tuyauterie du circuit primaire. Cependant, la laine de verre et l'EPDM ont été combinées pour isoler les connexions (flexibles) de chacune des rangées (50) à la conduite principale (voir Figure 105 précédente). L'isolation des flexibles entre panneaux a été réalisée avec laine de verre à l'intérieur d'une boîte d'aluminium (voir Figure 106 précédente - gauche).

A partir des diamètres des tuyaux et des épaisseurs d'isolation fournis pour TVP Solar et SIG, le volume d'isolation a été calculé. Ensuite, la valeur de densité a permis de calculer la masse totale de chaque matériau isolant. Le Tableau 73 indique les caractéristiques des matériaux isolants.

<sup>16</sup> Cette donnée est basée sur 67% d'acier primaire issus de la filière haut fourneau et 33% d'acier secondaire (filière four électrique) et comporte également un procédé de laminage à chaud.

<sup>17</sup> <https://www.wermac.org/pipes/pipemaking.html>



### 11.7.5 Revêtement extérieur des tuyaux

Tableau 73 : Caractéristiques des matériaux d'isolation des tuyaux des réseaux primaire et secondaire

Circuit	Matériau	D <sub>nom</sub> [mm]	D <sub>ext</sub> (réel) [mm]	Epaisseur [mm]	Longueur [m]	Volume [m <sup>3</sup> ]	Densité [kg/m <sup>3</sup> ]	Masse [kg]
Primaire	L.de verre	20	26,7	30	75	0.19	20	3,77
	EPDM	20	26,7	30	75	0,61	130	79,67
	L. de roche	50	60,3	100	172	3.26	40	130,3
	L. de roche	80	88,9	80	204,6	4.57	40	182,92
Secondaire.	L. de roche	12,5	13,5	40	12	0.02	40	0.81
	L. de roche	19	19	50	12	0.04	40	1,43
	L. de roche	25,4	25,4	50	12	0.05	40	1,92
	L. de roche	114	114	100	84	3.01	40	120,34

Une tôle d'aluminium, d'épaisseur minimale (~1 mm), a été utilisée pour contenir et protéger le matériau isolant de l'environnement extérieur. Le calcul de la masse de revêtement a été fait en calculant la surface couverte, à partir des diamètres des tuyaux et de l'épaisseur de l'isolant, ce qui donne le diamètre extérieur total, ainsi que de la longueur du chaque type de tuyau. Le Tableau 74 résume les résultats des calculs de masse de cet élément.

Tableau 74 : calcul des données de masse de la couverture isolante

Circuit	DN	D <sub>ext</sub> (réel) [mm]	e <sub>isolation</sub> [mm]	D <sub>ext</sub> Couverte [mm]	Longueur [m]	Surface [m <sup>2</sup> ]	Masse tôle [kg/m <sup>2</sup> ]	Masse tot [kg]
Primaire.	20	26,7	30	146,7	75	34,57	2,7	93,33
	20	26,7	30	260,3	172	140,65		379,77
	80	88,9	80	249,9	204,6	160,04		432,11
							Total	905,2
Secondaire	12,5	13,5	40	93,5	12	3,52		9,52
	19	19	50	119	12	4,49		12,11
	25,4	25,4	50	125,4	12	4,73		12,76
	114	114	100	314	84	82,86		223,73
							Total	258,12

### 11.7.6 Supports des capteurs

Les éléments de fixation des panneaux à la structure sont fabriqués avec des profilés en aluminium « L » 40x40x4. À partir du plan constructif et d'une vue 3D du support (), la longueur totale et la masse de profilé pour chaque support a été calculée. Le Tableau 75 montre le calcul de masse. La donnée



secondaire choisie pour la modélisation de la fabrication des profils d'aluminium par extrusion est appelée « aluminum profile, uncoated/kg/CH U ».

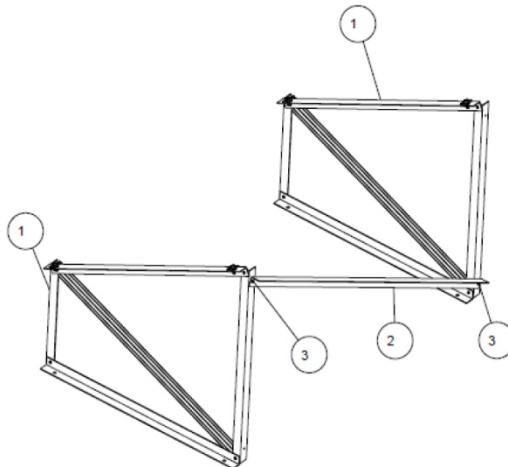


Figure 107 : Vue 3D du support des capteurs

Tableau 75: Calcul de la masse des supports des capteurs

Profile	Quantité par capteur	Longueur de chaque pièce [mm]
1	2	1100
2	2	951
3	2	488
4	2	1047
5	2	1155
6	1	1710
Longueur totale [m]		11,192
Masse/ Mètre [kg/m]		0,748
Masse unitaire [kg/unité]		8,37
Quantité supports [u]		400
Masse totale [kg]		3348,65



### 11.7.7 Supports des tuyaux

Il s'agit des éléments pour fixer et maintenir le réseau de tuyaux attaché à la structure métallique. Ils sont constitués de tubes structuraux en acier au carbone galvanisé, avec des renforts en aluminium,

Tableau 77: caractéristiques des pompes du circuit primaire et secondaire

Circuit	Primaire	Secondaire
Marque	CALPEDA	KSB
Modèle	NM 40/20B/A	ETL 040-040-250 GGS/VI 10201102
Type	Horizontal	Vertical
Débit [m <sup>3</sup> /h]	15/38	25
Hauteur [m]	30 / 50	0,62
Puissance [kW]	5,5	9,11
Raccord aspiration	DN 65	DN 40
Raccord refoulement	DN 40	DN 40
Taille	PN 25	PN 25
n [rpm]	3000	3000
Masse [kg]	64,8	94,9

et avec des brides en tôle d'acier pour fixer les tubes (voir Figure 105 précédente). Le Tableau 76 présente les calculs de masse pour cet élément. Le nombre de supports recensés est de 107. Les données secondaires d'écobilan sont indiquées dans la dernière colonne.

### 11.7.8 Autres composants techniques

Les autres composants techniques considérée dans l'inventaire de la centrale comprennent le vase

Tableau 76: calcul des données de masse des supports de tuyaux

Item	Format	Matériau	Masse par support [kg]	Quantité	Masse totale [kg]	Données UVEK 2021
1	Tube structurel carré 40x40x2	Acier galvanisé	4,82	107	515,74	steel profile, tin-coated, recycling share 2000 (37% Rec.)/kg/CH U
2	Tôle 40x3,2	Acier galvanisé	2,84	107	303,99	steel sheet, zinc-coated, recycling share 2000 (37% Rec.)/kg/CH U
3	Tôle Alum. 400x35x5	Aluminium	0,81	107	86,67	aluminium sheet, uncoated/kg/CH U
Total			8,47	107	906,4	

d'expansion, les pompes, les cuves de stockage et le fluide caloporteur (eau glycolée).



a) Vase d'expansion

Un vase d'expansion est représenté par la donnée secondaire UVEK « expansion vessel 80l, at plant/CH/I U »

b) Pompes

Le Tableau 77 présente les caractéristiques des pompes de circulation du circuit primaire et secondaire. Pour modéliser l'impact de ces pompes, la donnée disponible dans la base de données UVEK 2021 « circulation pump/kg/RER/I U » qui représente l'impact (par kg) d'une pompe à eau d'un système de chauffage a été utilisée.

c) Cuves de Stockage

Trois cuves de stockage du fluide caloporteur composent la centrale. Les dimensions ont été mesurées lors d'une visite sur site et sont montrées au Tableau 78. L'épaisseur de la tôle utilisée a également été mesurée, ce qui a permis d'estimer la masse de ces éléments.

Concernant la donnée secondaire, il existe par défaut une donnée dans la base de données UVEK 2021 très adaptée pour cet élément. En effet, cette donnée représente en moyenne, la fabrication d'un réservoir pour le stockage d'eau glycolée utilisée dans système de chauffage, avec une capacité de 2000 litres (identique au cas d'étude), « Heat storage 2000l, at plant/CH/I U ».

d) Fluide caloporteur

L'additif utilisé pour protéger le fluide caloporteur du gel est le propylène glycol dans une proportion de 10% v/v, selon le rapport de suivi de l'installation réalisé par la HEIG-VD. Le volume de fluide à l'intérieur du circuit est d'environ 4000 litres (eau + glycol). Il y a donc 3600 litres d'eau et 400 litres de glycol pur à considérer dans le système. La donnée secondaire adoptée est « Propylene glycol, liquid, at plant/RER U ».

#### 11.7.9 Éléments d'infrastructure

Les travaux d'adaptation de la structure métallique préexistante ont nécessité l'installation de grilles métalliques de type « caillebotis », pour poser les supports de panneaux ainsi que pour la circulation des ouvriers. Cet élément permet également le transit de personnes pour des éventuelles tâches d'entretien ou maintenance.

La fabrication de la structure métallique existante n'est pas ajoutée au modèle puisqu'elle est considérée comme un élément réutilisé d'un ancien champ solaire photovoltaïque. L'ajout de nouveaux caillebotis est toutefois considéré. Un outil de calcul en ligne a permis d'estimer la masse par mètre carré, en considérant un caillebotis de grille 50 mm \* 30 mm (18kg/m<sup>2</sup>), similaires à ceux installés. Puis, à partir de la surface du champ solaire (784 m<sup>2</sup>), il a été possible d'estimer la masse totale de caillebotis, laquelle est égale 14'112 kg. La donnée secondaire retenue est « steel sheet, zinc-coated, recycling share 2000 (37% Rec.)/kg/CH U », puisqu'il s'agit d'un caillebotis en acier galvanisé.

#### 11.7.10 Pertes lors de la fabrication des composants et du montage sur site

Un taux de pertes de matière lors des étapes de fabrication des panneaux solaires (module A3) et de construction sur site de la centrale (module A5) a été pris en compte. N'ayant pas d'information à ce sujet, une valeur forfaitaire de 5 % de matière supplémentaire a été ajoutée aux calculs de masse totale présentés au 4.8.1 (les valeurs ont été affectées d'un coefficient à 1,05). Cette hypothèse s'applique notamment aux composants du panneau et aux composants de la centrale (tuyaux, isolation, couverture d'isolation et fluide caloporteur).

Tableau 78: caractéristiques des cuves de stockage.

Dimensions [mm]	Épaisseur (Tôle d'acier inox) [mm]	Masse/Cuve [kg]	Quantité [u]	Masse totale [kg]
2100x1600x670	3,2	69,56	3	208,7