



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

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

Office fédéral de l'énergie OFEN

Rapport final du 30.07.2018

Projet Colas

Campagne de mesures: Installation solaire
thermique à haute température de Colas
Suisse SA (Yverdon-les-Bains)

Mandant:

Office fédéral de l'énergie OFEN
Programme de recherche Solaire industriel à haute température
CH-3003 Berne
www.ofen.admin.ch

Cofinancement:

Laboratoire d'énergétique solaire et de physique de bâtiment (LESBAT), CH-1401 Yverdon-les-Bains

Mandataire:

HEIG-VD
Laboratoire d'énergétique solaire et de physique de bâtiment (LESBAT)
Av. des Sports 20
CH-1401 Yverdon-les-Bains
www.heig-vd.ch

Auteurs:

Mircea Bunea	mircea.bunea@heig-vd.ch
Catherine Hildbrand	catherine.hildbrand@heig-vd.ch
Alexis Duret	alexis.duret@heig-vd.ch
Stéphane Citherlet	stephane.citherlet@heig-vd.ch

Responsable de domaine de l'OFEN:

Stefan Oberholzer

Chef du programme de l'OFEN:

Stefan Oberholzer

Numéro du contrat de l'OFEN:

SI/500939-01

Le ou les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions de ce rapport.

Résumé

L'entreprise Colas Suisse SA a mis en place une installation solaire thermique haute température permettant à la fois de produire de la chaleur pour maintenir deux cuves de bitume au-dessus de la température de fusion et pour chauffer un bâtiment. Le système déployé offre en outre la possibilité de stocker la chaleur excédentaire à deux niveaux de température différents soit dans une cuve remplie d'eau (40-90°C) ou dans les deux cuves de stockage de bitume (110-200°C). L'installation solaire devrait à terme permettre de couvrir 60% des besoins énergétiques annuels du centre de travaux d'Yverdon-les-Bains. Les objectifs du projet étaient: (1) mesurer les performances thermiques et économiques de l'installation solaire thermique sur site. (2) Modéliser sur Polysun l'installation solaire thermique afin de simuler son niveau de performance sous d'autres climats (y compris validation expérimentale du modèle). (3) Optimiser le fonctionnement de l'installation d'un point de vue thermique, économique et environnemental (écobilan).

L'exploitation a permis d'observer le fonctionnement de l'installation et a permis de faire différents bilans d'énergie et calculs de performance. Les performances du champ de capteurs ne donnent pas entière satisfaction et sont au-dessous des performances escomptées. De plus, durant le début de la saison estivale, le chauffage électrique de l'émulsion a été favorisé péjorant ainsi la production solaire à basse température. Des simulations de l'installation ont pu être effectuées. Dans un premier temps, celles-ci ont montré le potentiel d'optimisation de l'installation en modifiant uniquement des paramètres de fonctionnement de l'installation telle qu'elle est sur site. Ensuite, d'autres simulations ont permis d'évaluer la production solaire annuelle prévisible en modifiant différents paramètres telle que la surface ou le type de capteur, la surface des échangeurs, etc. Une analyse de cycle de vie et un calcul financier concluent le travail effectué. Ces deux analyses, montrent, que d'un point de vue environnemental et malgré le fonctionnement peu optimal de l'installation solaire l'économie d'énergie primaire et la réduction des gaz à effet de serre est intéressante et permet de récupérer les impacts liés à l'installation solaire après 12 ans dans le cas du fonctionnement tel qu'observé sur site en 2016 ou après environ 2 ans en cas de fonctionnement optimisé.

Zusammenfassung

Die Firma Colas Suisse SA hat eine thermische Hochtemperatur-Solaranlage errichtet, die sowohl Wärme erzeugen kann, um zwei Bitumenbehälter über der Schmelztemperatur zu halten, als auch um ein Gebäude zu heizen. Das eingesetzte System bietet auch die Möglichkeit, überschüssige Wärme auf zwei verschiedenen Temperaturniveaus entweder in einem mit Wasser gefüllten Tank (40-90 ° C) oder in den beiden Tanks der Bitumenspeicherung (110-200 ° C) zu speichern. Die Solaranlage soll 60% des jährlichen Energiebedarfs des Werks Yverdon-les-Bains decken. Ziele des Projekts waren: (1) Messung der thermischen und wirtschaftlichen Leistung der Solarthermieanlage vor Ort. (2) Modellierung der Anlage auf Polysun. (3) Optimierung des Anlagenbetriebs unter thermischen, wirtschaftlichen und ökologischen Gesichtspunkten (Ökobilanz).

Abstract

The company Colas Suisse SA has set up a high temperature thermal solar system that can both produce heat to keep two vats of bitumen above the melting temperature and produce heat for a building. The deployed system also offers the possibility of storing excess heat at two different temperature levels either in a tank filled with water (40-90 °C) or in the two tanks of bitumen storage (110-200 °C). The solar installation should eventually cover 60% of the annual energy needs of the Yverdon-les-Bains site. The objectives of the project were: (1) to measure the thermal and economic performance of the solar thermal installation on site. (2) Model the solar thermal system in Polysun in order to simulate its level of performance in other climates (including experimental validation of the model). (3) Optimize the operation of the installation from a thermal, economic and environmental point of view (ecobalance).

Table des matières

RÉSUMÉ	3
ZUSAMMENFASSUNG	3
ABSTRACT	3
TABLE DES MATIERES	4
LISTE D'ABRÉVIATIONS	6
LISTE DES FIGURES	7
LISTE DES TABLEAUX	9
1 OBJECTIF DU RAPPORT	10
2 OBJECTIFS DU PROJET	10
3 DESCRIPTION DE L'INSTALLATION	11
3.1 Etat initial (2013)	11
3.1.1 Bâtiment	12
3.1.2 Capteurs solaires	12
3.1.3 Cuves de stockage	13
3.1.4 Chaudière à gaz	14
3.1.5 Opération et régulation de l'installation	14
3.2 Changements survenus en 2015	15
3.3 Changements survenus en 2016	17
4 TRAVAUX RÉALISÉS	18
4.1 Préparation et montage des sondes de mesures	18
4.2 Etalonnage des sondes de température existantes	19
4.3 Images thermiques	20
4.4 Vérifications du calcul de la puissance de la chaudière à gaz	21
5 ANALYSE DU FONCTIONNEMENT DE L'INSTALLATION	24
5.1 Introduction	24
5.2 Points de mesures	24
5.3 Descriptif des bilans effectués	25
5.3.1 Circuit solaire	25
5.3.2 Circuit chaudière	25
5.3.3 Circuit émulsion	26
5.3.4 Circuit bâtiment	26
5.3.5 Cuve eau	26
5.3.6 Cuve bitume	27
5.3.7 Cuves d'émulsion	27
5.4 Problèmes de fonctionnement	27
5.4.1 Problèmes de fonctionnement observés durant l'année 2014	27
5.4.2 Problèmes de fonctionnement observés durant l'année 2015	35
5.4.3 Discussion	43
5.5 Analyse des résultats	44
5.5.1 Production d'énergie	44
5.5.2 Installation solaire et champ de capteurs	45
5.5.3 Circuit chaudière à gaz	52
5.5.4 Circuit bâtiment	56
5.5.5 Circuit émulsion	58
5.5.6 Cuve d'eau	60
5.5.7 Cuve bitume	62
5.6 Conclusion à l'exploitation des mesures	63
6 SIMULATION NUMÉRIQUE	65
6.1 Modèle numérique	65
6.2 Vue d'ensemble du modèle	66
6.2.1 Schéma	66
6.2.2 Paramètres	66
6.3 Validation des composants	71
6.3.1 Validation du modèle capteur	71
6.3.2 Validation des cuves de stockage	73
6.4 Résultat des simulations	73

6.4.1	Méthode	73
6.4.2	Comparaison résultats simulation avec mesures	74
6.4.3	Optimisation de l'installation réelle	74
6.4.4	Optimisations du concept	76
6.5	Conclusion aux simulations	81
7	ANALYSE ENVIRONNEMENTALE	82
7.1	Introduction et objectifs	82
7.2	Méthodologie	82
7.2.1	Indicateurs	82
7.2.2	Fonction du système	82
7.2.3	Unité fonctionnelle	82
7.2.4	Limite du système	83
7.2.5	Consommation d'énergie	83
7.3	Installations considérées	83
7.3.1	Détermination de l'impact de l'installation solaire	84
7.3.2	Détermination de l'impact du circuit hydraulique émulsion	86
7.3.3	Consommation d'énergie des circulateurs	86
7.4	Résultats	87
7.5	Conclusion à l'analyse de cycle de vie	88
8	CONSIDÉRATIONS FINANCIÈRES	89
8.1	Introduction et objectifs	89
8.2	Hypothèses et méthode	89
8.3	Résultats	90
9	COMMUNICATION	91
10	COLLABORATION AU NIVEAU NATIONAL	92
11	COLLABORATION AU NIVEAU INTERNATIONAL	92
12	CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES	92
12.1	Conclusions	92
12.2	Perspectives	93
13	REMERCIEMENTS	94
14	RÉFÉRENCES	95
15	ANNEXES	96

Liste d'abréviations

Grandeur

a_{pr}	Facteur d'annuité	[-]
CED	Energie primaire (Cumulative Energy Demand)	[MJ]
COP	Coefficient de performance	[-]
E	Energie	[kWh]
F_s	Fraction solaire	[%]
GWP	Potentiel de réchauffement climatique (Global Warming Potential)	[kgCO ₂ -éq]
i_r	Taux d'actualisation	[-]
m	Débit	[kg/h]
P	Période de calcul	[an]
PCS	Pouvoir calorifique supérieur	[kWh/m ³]
T	Température	[°C]

Indices

a	Ambiant
bât	Circuit bâtiment
ch	Chaudière
ci	Circulateur
cu	Cuve
ému	Emulsion
ht	Haute
in	Entrée
NRE	Energie non-renouvelable
sol	Circuit solaire
out	Sortie

Liste des figures

Figure 1 : Vue de l'installation Colas SA – site Pittet-Chatelan	10
Figure 2 : site COLAS à Pittet-Chatelân avec positionnement de l'installation solaire	11
Figure 3 : Image de synthèse du bâtiment Administratif	12
Figure 4 : Gauche : Capteur solaire SRB type C1 ; Droite : Capteur solaire SRB type C2	12
Figure 5 : répartition du Rayonnement solaire à Yverdon-les-Bains Erreur ! Source du renvoi introuvable.....	13
Figure 6 : emplacement des cuves de stockage, du champ solaire et du local technique	14
Figure 7 : Schéma hydraulique et différents modes de fonctionnement de l'installation (les circuits hydrauliques actifs sont représentés en couleur).....	15
Figure 8 : Schéma hydraulique de l'installation après modifications 2014-2015	16
Figure 9 : Photographiques des composants principaux de l'installation de Pittet-Châtelan.....	17
Figure 10 : Vue de l'installation avec fermetures métalliques sur le bas de l'installation.....	18
Figure 11 : Pyranomètre installé sur l'installation solaire de Pittet-Chatelan.....	19
Figure 12 : Sondes de température immergées installées sur la cuve d'eau de Pittet-Chatelan	19
Figure 13 : Four à calibration mobile utilisé pour l'étalonnage des sondes de température.....	20
Figure 14: Ecart des différentes sondes et la référence avant l'étalonnage.....	20
Figure 15: Ecart des différentes sondes et la référence après l'étalonnage	20
Figure 16: Emplacement des cuves de stockage et de certaines conduites de l'installation.....	21
Figure 17: Image thermique des cuves de stockage et de certaines conduites de l'installation le 4 juillet 2014....	21
Figure 18: Emplacement du champ solaire.....	21
Figure 19: Image thermique du champ solaire le 4 juillet 2014	21
Figure 20 : Circuit chaudière – Mesure du débit avec un débitmètre à ultrason portable	22
Figure 21 : Circuit chaudière – Comparaison entre débit mesuré par le débitmètre Vortex et le débitmètre à ultrasons – vitesse du son : 1'200 m/s.....	22
Figure 22 : Mesure de la capacité thermique de l'huile thermique	23
Figure 23: Schéma hydraulique de l'installation de production et distribution de chaleur sur le site de Pittet-Châtelan	28
Figure 24: Mesures - Irradiance solaire et débit dans la boucle solaire le 15.06.2014.....	29
Figure 25: Mesures - Températures et débit pendant la journée du 15.06.2014	30
Figure 26: Mesures - Fonctionnement de l'installation durant la journée du 24.06.2014	30
Figure 27: Mesures - Fonctionnement de l'installation pendant le 25.06.2014	31
Figure 28: Mesures - Fonctionnement de l'installation solaire durant le 24.06.2014.....	31
Figure 29: Image thermique de la cuve d'eau.....	32
Figure 30: Mesures - Fonctionnement de l'installation durant le 25.06.2014	33
Figure 31: Mesures - Fonctionnement de l'installation durant le 10.07.2014	33
Figure 32: Mesures - Fonctionnement de l'installation durant le 21.06.2014	34
Figure 33: Mesures - Fonctionnement de la chaudière durant le 21.06.2014	34
Figure 34: Mesures - Energie solaire cumulée durant le 21.06.2014, comparaison entre les valeurs de la régulation et le calcul fait par le LESBAT.....	35
Figure 35 : Irradiances mesurées par le solarimètre de l'installation et le pyranomètre du LESBAT – 25.09.2015.....	36
Figure 36 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit – 28.05.2015.....	36
Figure 37 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit – 12.07.2015.....	37
Figure 38 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit – 03.07.2015.....	37
Figure 39 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit - 28.05.2015	38
Figure 40 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit - 06.07.2015	38
Figure 41 : Circuit émulsion – Energie mensuelle fournie aux cuves d'émulsion par la cuve d'eau.....	39
Figure 42 : Circuit émulsion – Energie quotidienne cuve – mois de juin	39
Figure 43 : Circuit bâtiment – Températures aller et retour et débit – 11.05.2015.....	40
Figure 44 : Circuit bâtiment – Sondes de température située dans le bras mort de la sous-station	40
Figure 45 : Circuit bâtiment – Températures aller et retour et débit – 09.07.2015	41
Figure 46 : Circuit bâtiment – Evolution du circuit bâtiment le 31.07 et le 10.08.2015	41
Figure 47 : Circuit solaire – Températures aller et retour et débit – 12.05.2015	41
Figure 48 : Circuit solaire – Températures aller et retour et débit – du 11.07 au 14.07.2015	42
Figure 49 : Circuit solaire – Températures aller et retour et débit – 05.06.2015	43

Figure 50 : Consommation d'énergie utile du site de Pittet-Chatelan	44
Figure 51 : Consommation d'énergie utile du site de Pittet-Chatelan - 2016	45
Figure 53 : Circuit solaire – Températures aller et retour et débit – à gauche 25.08.2016 (cuve bitume); à droite 09.09.2016 (cuve eau).....	45
Figure 54 : Irradiation mensuelle et température extérieure moyenne.....	46
Figure 55 : Production solaire mensuelle et répartition vers les consommateurs (cuve d'eau et cuve bitume).....	47
Figure 56 : Fraction solaire de l'installation	48
Figure 57 : COP solaire	49
Figure 58 : Circulateur solaire – Répartition de la consommation électrique	50
Figure 59 : Energie solaire fournie en fonction de l'irradiation quotidienne et selon le type de cuve chargée	51
Figure 60 : Image rapprochée d'un capteur thermique effectuée en juillet 2016. Dépôts poussiéreux sur la surface vitrée du capteur.	51
Figure 61 : Efficacités mesurée et certifiée du capteur SRB type C2.....	52
Figure 61 : Production solaire annuelle.....	52
Figure 62 : Chaudière – Rendement quotidien de la chaudière 2016.....	53
Figure 63 : Circuit chaudière : Etat des vannes et du débit - 16.08.2016.....	53
Figure 64 : Chaudière – Rendement quotidien de la chaudière en 2016 – avec correction.....	54
Figure 65 : Circuit chaudière – Répartition mensuelle de l'énergie chaudière aux différents consommateurs	55
Figure 66 : Circuit chaudière – Répartition de l'énergie chaudière aux différents consommateurs	56
Figure 67 : Circuit chaudière – Consommation énergétique annuelle et répartition selon consommateur.....	56
Figure 67 : Circuit bâtiment – Températures aller et retour et débit – 15.08.2016	57
Figure 68 : Circuit bâtiment – Températures aller et retour et débit – 25.10.2016.....	57
Figure 68 : Circuit bâtiment – Consommation énergétique et pertes tuyauterie	58
Figure 69 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit – 09.09.2016.....	59
Figure 70 : Circuit émulsion – Températures cuve émulsion 1 et eau – 09.09.2016.....	59
Figure 71 : Circuit émulsion – Energie mensuelle fournie aux cuves d'émulsion par la cuve d'eau.....	59
Figure 72 : Circuit émulsion – Energie électrique apportée aux cuves d'émulsion	60
Figure 73 : Cuve d'eau – répartition des énergies entrantes et sortantes.....	61
Figure 74 : Cuve d'eau – répartition annuelle des énergies entrantes et sortantes	62
Figure 74 : Cuve bitume – répartition des énergies entrantes	63
Figure 76 : Cuve bitume – répartition annuelle des énergies entrantes	63
Figure 75 : Schéma de principe de l'installation définie dans Polysun (version 2016)	66
Figure 3: Géométrie de la cuve réelle	67
Figure 4: Géométrie de la cuve modélisée	67
Figure 5: Schéma des cuves modélisées, extrait de Polysun	68
Figure 76 : Comparaison des températures de sortie du champ des capteurs solaires simulées et mesurées sur deux jours de fonctionnement.....	71
Figure 77 : Comparaison des températures moyennes des cuves de stockage simulées et mesurées sur deux jours de fonctionnement	73
Figure 78 : Simulation – Comparaison entre résultats simulés et mesurés (août 2015 – juillet 2016)	74
Figure 79 : Simulation – Optimisation de l'installation réelle – Production d'énergie solaire	75
Figure 80 : Simulation – Optimisation de l'installation réelle – Production d'énergie solaire et consommation de gaz et d'électricité pour le chauffage de l'émulsion.....	75
Figure 81 : Simulation – Optimisation du concept – Consigne cuves - Production d'énergie solaire	76
Figure 82 : Simulation – Optimisation du concept – Consigne cuves – Consommation de gaz et production d'énergie solaire	77
Figure 83 : Simulation – Optimisation du concept – Surface d'échange échangeur - Production d'énergie solaire.....	77
Figure 84 : Simulation – Optimisation du concept – Surface d'échange échangeur – Consommation de gaz et production d'énergie solaire	78
Figure 85 : Simulation – Optimisation du concept – Champ solaire – Production d'énergie solaire.....	79
Figure 86 : Simulation – Optimisation du concept – Rendement capteurs à tubes évacués et rendement capteurs SRB en fonction de la température de fonctionnement (Irradiance = 800 W/m ²).....	79
Figure 87 : Simulation – Optimisation du concept – Champ solaire – Consommation de gaz et production d'énergie solaire	80
Figure 88 : Simulation – Optimisation du concept – Rapport entre énergie solaire produite et consommation de gaz	80

Figure 89 : Ecobilan – Répartition des masses de l'installation solaire par type de matériau	84
Figure 90 : Ecobilan – Capteurs solaires - Répartition des impacts par matériaux – à gauche : CED _{NRE} ; à droite : GWP	85
Figure 91 : Ecobilan – Installation solaire – Impacts CED _{NRE}	85
Figure 92 : Ecobilan – Installation solaire – Impacts GWP	86
Figure 93 : Ecobilan – Comparaison de l'énergie primaire non-renouvelable (CED _{NRE}) pour les différentes configurations.....	87
Figure 94 : Ecobilan – Comparaison des émissions de gaz à effet de serre (GWP) pour les différentes configurations	87
Figure 95 : Analyse financière – Evolution du coût du kWh solaire produit en faisant varier l'investissement, les coûts d'entretien et le taux d'actualisation; à gauche installation selon fonctionnement réel; à droite selon fonctionnement optimisé	91

Liste des tableaux

Tableau 1: Détail des points de mesures de l'installation de Pittet-Châtelan, état 2015.....	25
Tableau 11: Dénomination et valeurs des variables présentées dans ce chapitre	29
Tableau 1: Paramètres caractérisant le champ des capteurs solaires	72
Tableau 2: Ecobilan - Descriptif des configurations comparées dans l'analyse de cycle de vie	83
Tableau 3: Ecobilan - Descriptif des configurations comparées dans l'analyse de cycle de vie	83
Tableau 4: Ecobilan - Postes d'impacts considérés dans les différentes configurations.....	84
Tableau 5: Ecobilan – COP _{électrique} des circulateurs de l'installation (basé sur consommations réelles du 01.08.2015 au 31.07.2016).....	86
Tableau 6: Ecobilan – Temps de remboursement du raccordement hydraulique de l'émulsion et de l'installation solaire	88
Tableau 7: Analyse financière – Hypothèses considérées dans le calcul	89
Tableau 8: Analyse financière - Descriptif des configurations analysées.....	90
Tableau 9: Analyse financière – Résumé des coûts et de la production solaire	90

1 Objectif du rapport

Le présent rapport résume les travaux effectués par le LESBAT et les résultats obtenus durant toute la durée du projet, à partir de 2013 et jusqu'à juin 2018. La première partie du rapport présente les différentes modifications effectuées au fur et à mesure de l'avancement dans le projet et des problèmes rencontrés. La seconde partie présente le résultat du fonctionnement de l'installation durant la période du monitoring. La troisième partie se concentre sur les résultats générés par le modèle de simulation et l'analyse financière et environnementale du système de chauffage implanté sur le site de Pittet-Chatelan. Un chapitre conclusif présente une comparaison entre l'installation dans sa configuration originale, l'installation avec les capteurs solaires et les configurations optimisées obtenues via le modèle de simulation. Cette comparaison est basée sur les aspects énergétiques mais également sur des considérations environnementales (énergie primaire, émissions de gaz à effet de serre) et économiques.

2 Objectifs du projet

L'entreprise Colas Suisse SA, filiale du leader mondial de la construction routière Colas SA, a conçu un premier projet pilote sur le site Tecvia de production d'enrobés situé à Genève (2011). Cette première installation avait pour objectif de diminuer la consommation énergétique relative au chauffage des produits bitumineux du site et par conséquent, de diminuer les émissions de gaz à effet de serre [1]. Cette première expérience a démontré qu'un tel couplage présente un réel intérêt (diminution de consommation d'énergie fossile). Par contre, un travail d'optimisation s'est avéré nécessaire afin d'augmenter d'une façon considérable le rendement annuel de l'installation solaire thermique (voir description plus bas). En s'appuyant sur cette expérience, Colas Suisse a développé une deuxième installation solaire thermique présentant plusieurs améliorations et une plus grande flexibilité sur le site Pittet-Châtelan à Yverdon-les-Bains. Ce projet est l'objet du présent mandat. implémenté une installation solaire thermique à haute température sur le site de Pittet-Chatelan à Yverdon-les-Bains. Cette installation solaire contribue à l'apport énergétique pour le maintien en température des cuves de bitume et d'émulsion et fournit une partie des besoins énergétiques du bâtiment administratif du site. L'objectif initial de Colas Suisse SA est de couvrir environ 60% de la demande en énergie thermique du site grâce à l'énergie solaire.



Figure 1 : Vue de l'installation Colas SA – site Pittet-Chatelan

Ce projet a pour but principal de démontrer les bénéfices de l'utilisation de la chaleur solaire avec stockage thermique sur des sites industriels. Les résultats de ce projet doivent permettre de promouvoir cette technologie auprès du secteur industriel.

Les différentes tâches à effectuer pour atteindre les objectifs du projet sont les suivantes :

- Mesure des performances énergétiques et économiques de l'installation solaire thermique
- Développement d'un modèle de simulation numérique fonctionnant sous Polysun 9.0.9, [1]

- Simulation au moyen du modèle de l'ensemble de l'installation et validation expérimentale du modèle numérique
- Estimation du niveau de performance de l'installation solaire sous d'autres climats (au moyen du modèle numérique)
- Optimisation du fonctionnement de l'installation du point de vue thermique, économique et environnemental (écobilan).

Le projet financé par l'OFEN a visé une analyse détaillée du système avec la détection des pannes et dysfonctionnements en vue d'une optimisation du système de chauffage allant jusqu'à la fin de l'année 2016. Ensuite, uniquement le monitoring de l'installation est poursuivi afin d'observer l'évolution du système sur plusieurs années.

3 Description de l'installation

Le site de Pittet-Châtelan est une agence d'entretien de routes où COLAS stocke du bitume qui est consommé dans la région nord-vaudoise.

Le bitume est livré chaud depuis les centrales de production. Il est ensuite stocké sur place dans deux cuves. L'installation solaire thermique ainsi qu'une chaudière à gaz sont utilisées pour réguler la température du bitume dans les cuves de stockage entre 160 et 200°C. De plus, ces deux installations permettent aussi de satisfaire les besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire des locaux situés à proximité de l'installation.

3.1 Etat initial (2013)

La **FIGURE 2** permet de visualiser la position des différents composants de l'installation sur le site tels que le système a été conçu en 2013 lorsque ce projet de recherche a commencé. Il a désormais beaucoup évolué depuis, les modifications seront présentées par la suite.

Cette installation offre plusieurs avantages par rapport à l'installation de Tecvia à Genève :

- installation solaire thermique fonctionnant à deux niveaux de température (besoins du bâtiment à 90°C et maintien des cuves de bitume à 160°C) ;
- une plus grande flexibilité, l'installation permettant le transfert d'énergie entre les différentes cuves de stockage ;
- une inclinaison de l'installation solaire plus adaptée au positionnement du site ;
- une distance très réduite des conduites hydrauliques faisant la liaison entre l'installation solaire et les cuves de stockage.

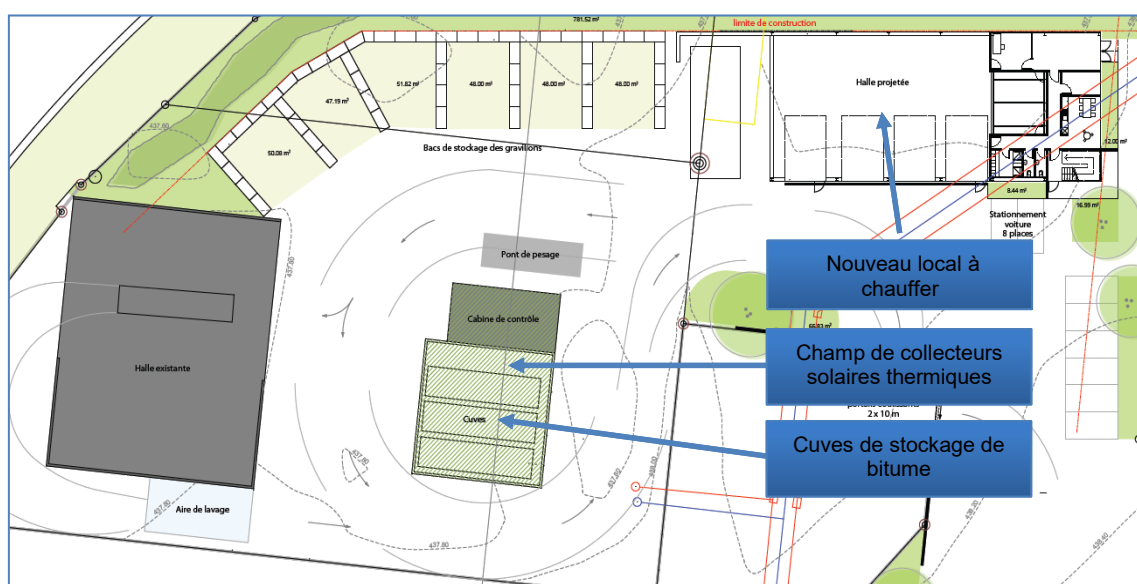


Figure 2 : site COLAS à Pittet-Châtelan avec positionnement de l'installation solaire

3.1.1 Bâtiment

Le bâtiment est une construction nouvelle. Il est divisé en deux parties suivant leur affectation : un atelier mécanique d'un volume d'environ 1500 m³ et une partie administrative d'environ 1200 m³ de volume chauffé; la partie administrative se situe sur deux niveaux.

La consommation énergétique de ce bâtiment est composée des besoins en chauffage pour la période hivernale et des besoins en eau chaude sanitaire (ECS) des employés du bureau et des mécaniciens qui prennent quotidiennement des douches dans l'enceinte du bâtiment. Selon une première approximation, les besoins en chauffage sont nettement supérieurs aux besoins en ECS.

La demande annuelle en énergie pour le chauffage du bâtiment a été estimée à 38'500 kWh. Cependant, une détermination plus précise de cette consommation est difficilement réalisable à cause de l'utilisation de l'atelier mécanique. En effet, celui-ci comporte 4 grandes portes (cf. **FIGURE 3** à gauche) qui sont ouvertes en fonction des activités de maintenance. L'ouverture de ces portes génèrent des pertes thermiques importantes. Les mesures effectuées durant ce projet devront permettre de prouver la pertinence de ces estimations de consommation.



Figure 3 : Image de synthèse du bâtiment Administratif

3.1.2 Capteurs solaires

Les capteurs solaires utilisés sur l'installation de Colas à Yverdon-les-Bains ont été fabriqués par SRB Energy à partir d'un brevet du Centre Européen de Recherche Nucléaire (CERN). Ces capteurs sont des capteurs plats à ultra haut vide (UHV) équipés de miroirs cylindro-paraboliques réfléchissants en aluminium permettant de concentrer le rayonnement solaire direct sur l'absorbeur. Le modèle de capteur installé sur cette installation est le type C2 contrairement au site TECVIA où le type C1 a été utilisé. Ces deux modèles de capteurs se différencient uniquement par leur facteur de concentration. Ce dernier est plus élevé pour le type C2 (utilisation de miroirs prolongés, cf. **FIGURE 4**). Les caractéristiques techniques du capteur C2 se trouvent dans l'Annexe 1.

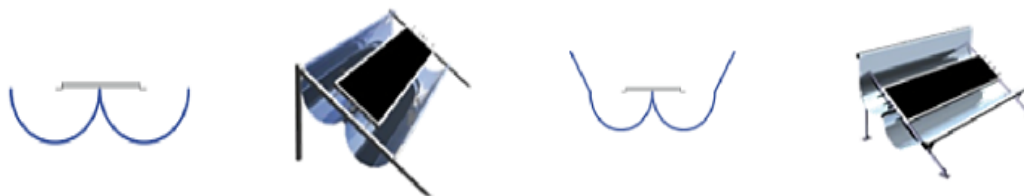


Figure 4 : Gauche : Capteur solaire SRB type C1 ; Droite : Capteur solaire SRB type C2

Ces capteurs sont caractérisés par une très bonne isolation thermique assurée par un vide extrême (10⁻⁸ mbar à température ambiante) qui est obtenu et maintenu au moyen d'une pompe Getter. Celle-ci est alimentée par l'énergie solaire et a la capacité d'extraire l'air ou tout autre gaz étranger à l'intérieur du capteur. Cette isolation, combinée à la concentration solaire, permet à ce capteur solaire d'atteindre une température de stagnation à 400°C, températures nettement plus importantes que les capteurs solaires thermiques classiques. De plus, comparés aux capteurs à concentration "traditionnels" qui

utilisent uniquement le rayonnement solaire direct, ces capteurs présentent l'avantage d'exploiter une grande partie du rayonnement solaire diffus, ceci grâce à leur surface d'absorbeur plus importante. En Suisse, ce type de rayonnement représente une partie importante du rayonnement solaire global (plus de 50% pour le climat d'Yverdon-les-Bains (voir **FIGURE 5**)).

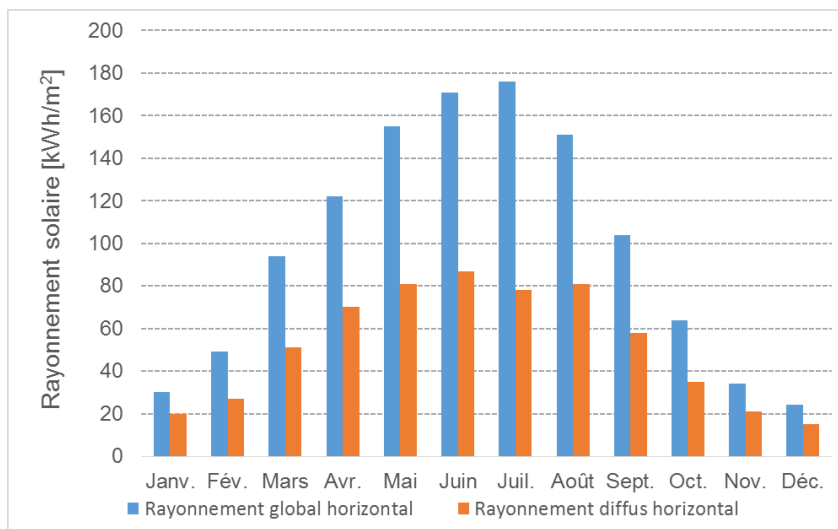


Figure 5 : répartition du Rayonnement solaire à Yverdon-les-Bains Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.

L'installation solaire thermique est constituée de 35 capteurs solaires répartis sur 7 rangées de 5 capteurs en série. Ils sont placés sur une structure métallique spécialement conçue au-dessus des cuves de stockage, avec une orientation 50° Ouest et une inclinaison de 20°. Le fluide caloporteur utilisé pour transférer l'énergie des capteurs aux cuves de stockage est une huile minérale du type Thermia B de la marque Shell (voir Annexe 2) supportant des températures supérieures à 200°C, sans dégradations.

3.1.3 Cuves de stockage

Le site de Pittet-Châtelan comporte trois cuves isolées thermiquement. Le volume de chaque cuve est de 50 m³. Deux de ces cuves sont utilisées pour le stockage du bitume tandis que la troisième est remplie d'eau et sert de stockage de chaleur pour satisfaire la demande en énergie du bâtiment. Ainsi COLAS a imaginé un stockage d'énergie pouvant se faire à deux niveaux de température :

- La température de la cuve d'eau se situe entre 40°C et 100°C en fonction des conditions climatiques, mais aussi des besoins du bâtiment.
- Les cuves de bitume sont maintenues à des températures comprises entre 130°C (pour des raisons de viscosité du bitume) et 200°C (décomposition thermochimique du bitume au-delà de cette température).

L'excédent d'énergie solaire peut être stocké dans les cuves de bitume et restitué à la cuve d'eau lorsque la température dans cette dernière n'est pas suffisante pour satisfaire les besoins du bâtiment.

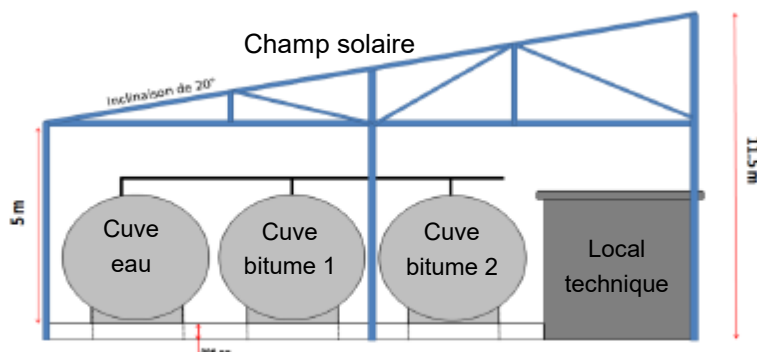


Figure 6 : emplacement des cuves de stockage, du champ solaire et du local technique

3.1.4 Chaudière à gaz

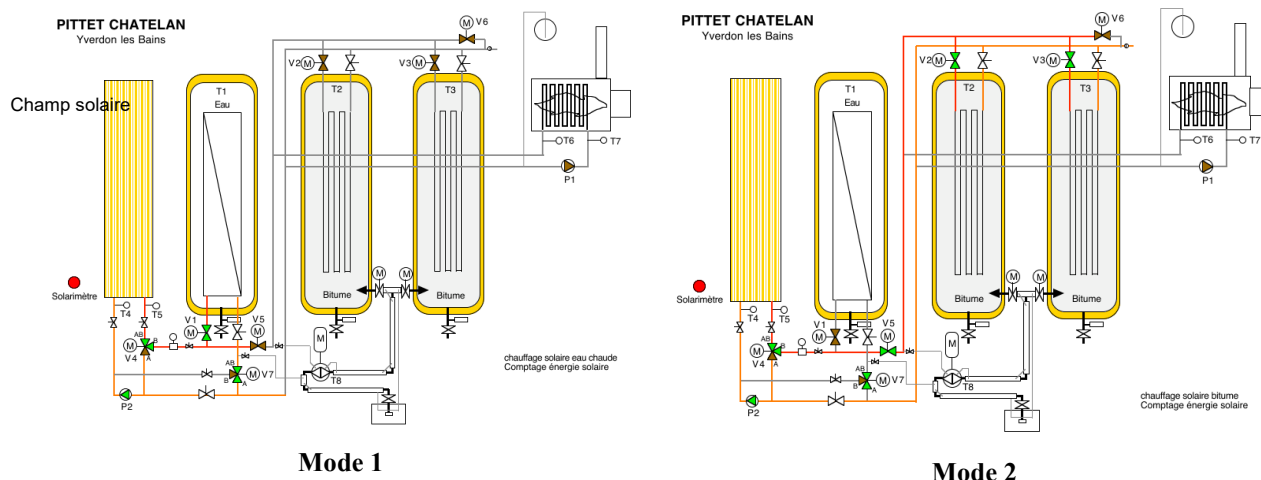
Lorsque la production d'énergie solaire est insuffisante, la demande énergétique du bâtiment ainsi que le maintien en température des cuves de bitume est assuré par une chaudière d'une puissance nominale de 250 kW fonctionnant au gaz naturel. Signalons que cette chaudière à gaz remplace une vieille chaudière à mazout déjà existante qui avait une puissance de 1'000 kW non-modulable sans stock de chaleur intégré. Cette ancienne installation est tombée en panne durant l'automne 2013.

La nouvelle chaudière est de type "tubes de fumée" à inertie, possédant un gros volume de chaleur en stock et elle est équipée d'un brûleur de taille réduite qui permet de varier la puissance de la flamme. Même si le stock d'énergie génère des pertes thermiques, le brûleur fonctionne le plus souvent à bas régime et offre un meilleur rendement global par rapport à l'ancienne chaudière. De plus, le fonctionnement au gaz naturel permettra de réduire les émissions des gaz à effet de serre.

3.1.5 Opération et régulation de l'installation

Cette installation peut être opérée suivant quatre modes différents. Elle offre ainsi une très grande flexibilité (cf. **FIGURE 7**). Ces quatre modes de fonctionnement possibles sont les suivants:

1. Mode 1 – chauffage solaire de la cuve d'eau : A partir d'un seuil de rayonnement solaire défini, la pompe P2 est mise en marche et la vanne V4 reste en position A-AB, ce qui isole la boucle solaire. Cette configuration permet un brassage du champ solaire et limite les effets de ponts thermiques locaux. Lorsque la température du champ des capteurs est supérieure à celle de la cuve remplie d'eau, la vanne de commutation V4 se met en position A-B et alimente la cuve en énergie pour les besoins du bâtiment. (cf Figure 7.1.)
2. Mode 2 – chauffage solaire des cuves de bitume : Lorsque la température de consigne de la cuve d'eau est atteinte (90°C), le champ solaire permet de monter en température les deux cuves de bitume en vue d'un "sur-stockage" d'énergie (voir Figure 7.2). Dans le cas où l'énergie solaire est trop importante et que la température des cuves de bitume dépasse la température de consigne haute (200°C), le système revient dans le mode de fonctionnement 1; l'énergie est dissipée dans la cuve d'eau sans restriction de température. Etant donné la taille importante des cuves de stockage d'énergie, la probabilité de se trouver dans ce cas de figure est très réduite.
3. Mode 3 – chauffage de la cuve d'eau par les cuves de bitume : Lorsque l'énergie solaire est insuffisante pour chauffer la cuve d'eau, mais que les cuves en bitume sont au-delà d'une température de 130°C, un transfert d'énergie de ces cuves vers la cuve en eau est possible comme le montre la Figure 7.3.
4. Mode 4 – Chauffage des cuves de bitume et d'eau par la chaudière : Une fois la température minimale des cuves de bitume est atteinte et que l'énergie solaire n'est plus disponible, la chaudière à gaz se met en marche. Elle permet de satisfaire à la fois les besoins du bâtiment et permet de compenser les pertes thermiques des cuves de bitume.



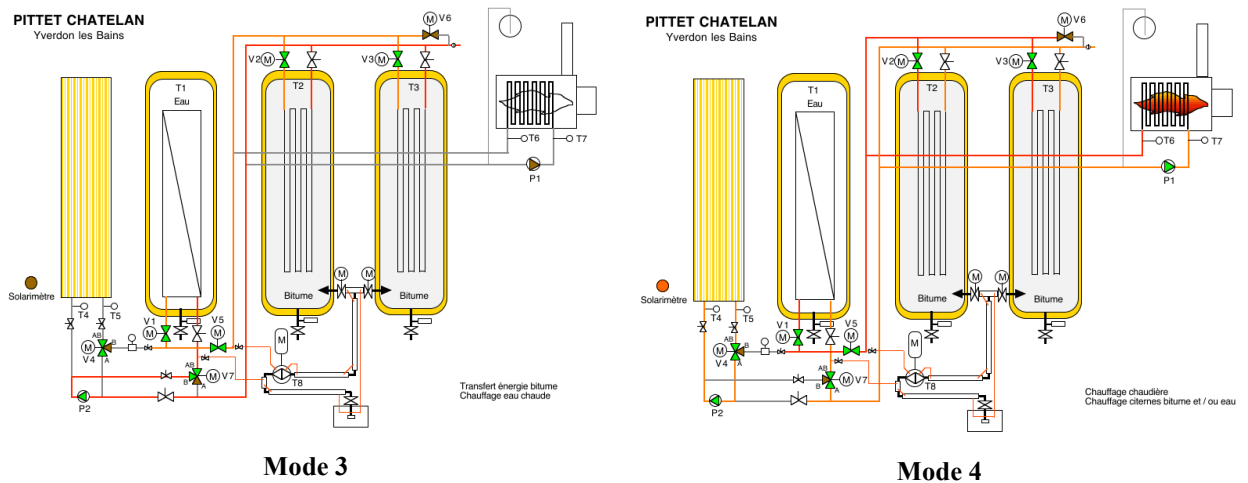


Figure 7 : Schéma hydraulique et différents modes de fonctionnement de l'installation (les circuits hydrauliques actifs sont représentés en couleur)

Il faut noter que les conduites de remplissage/vidange des cuves de bitume doivent constamment être maintenues en température soit par l'énergie solaire soit par la chaudière, ceci afin de garantir une disponibilité permanente à l'introduction et à l'évacuation de bitume via les camions citernes.

3.2 Changements survenus en 2015

Le monitoring de l'installation durant l'année 2014 a montré des dysfonctionnements importants dans le fonctionnement du système. Entre autre, l'isolation des cuves de stockage ne remplissait plus sa fonction et les pertes engendrées étaient très importantes. De plus, le système hydraulique étant mal conçu, des pertes thermiques importantes apparaissaient aussi dans le champ de capteurs solaires (cf. chapitreX).

Ces résultats précédents ont été présentés à COLAS Suisse SA au début du mois de septembre qui a rapidement pris la décision de réaliser les différents changements et corrections proposés par le LESBAT. Par la même occasion, COLAS a décidé d'intégrer au système de chauffage deux cuves supplémentaires de 50 m³ chacune qui seront remplies d'émulsion de bitume¹.

Il est important de préciser que ce nouveau consommateur d'énergie est, comme le bitume, un consommateur saisonnier, le stockage des émulsions se faisant entre le mois d'avril et octobre. Cette demande est bien en phase avec la production solaire et aura tendance à l'améliorer grâce à un fonctionnement des capteurs solaires à des niveaux de température beaucoup plus bas que dans le cas du chauffage du bitume. Il est à noter également que le maintien en température des cuves à émulsions se faisait jusqu'à présent au moyen de résistances électriques.

La nouvelle configuration de l'installation de COLAS à Pittet-Châtelan a été validée lors d'une séance organisée le 23 septembre 2014 entre le LESBAT, MRI et Nicolas Weber, responsable du Laboratoire des Processus Thermiques (LPTherm) de la HEIG-VD. La **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** montre le schéma hydraulique de la nouvelle installation avec les différents composants.

Cette configuration devrait également permettre d'augmenter l'efficacité de l'installation solaire durant la période estivale, car le niveau de température nécessaire au maintien de l'émulsion est nettement inférieur à celui du bitume (~65°C contre ~180°C), ce qui est favorable pour le système solaire. Toutefois, les corps de chauffe électrique ont été maintenus comme appoint en cas d'insuffisance d'énergie solaire.

Ainsi, l'installation dans sa nouvelle configuration est composée de :

- Un champ solaire de 35 capteurs du producteur SRB type C2, présentant une surface brute de 207 m² (surface d'ouverture de 184 m²) ;
- Une chaudière à gaz de 350 kW de puissance modulable installée à la fin de l'année 2013 ;

¹ Mélange d'eau et de bitume devant être maintenu en température entre 40 et 60°C en fonction du type d'émulsion stockée

- Une cuve de stockage d'eau de 23 m³ satisfaisant aux besoins de chauffage et d'ECS du bâtiment administratif ainsi qu'au chauffage de l'émulsion;
- Une cuve de stockage de bitume de 70 m³ installée au début de l'année 2015;
- Deux cuves d'émulsion de bitume de 50 m³ chacune;

La **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** montre le schéma hydraulique de la nouvelle installation avec les principaux composants :

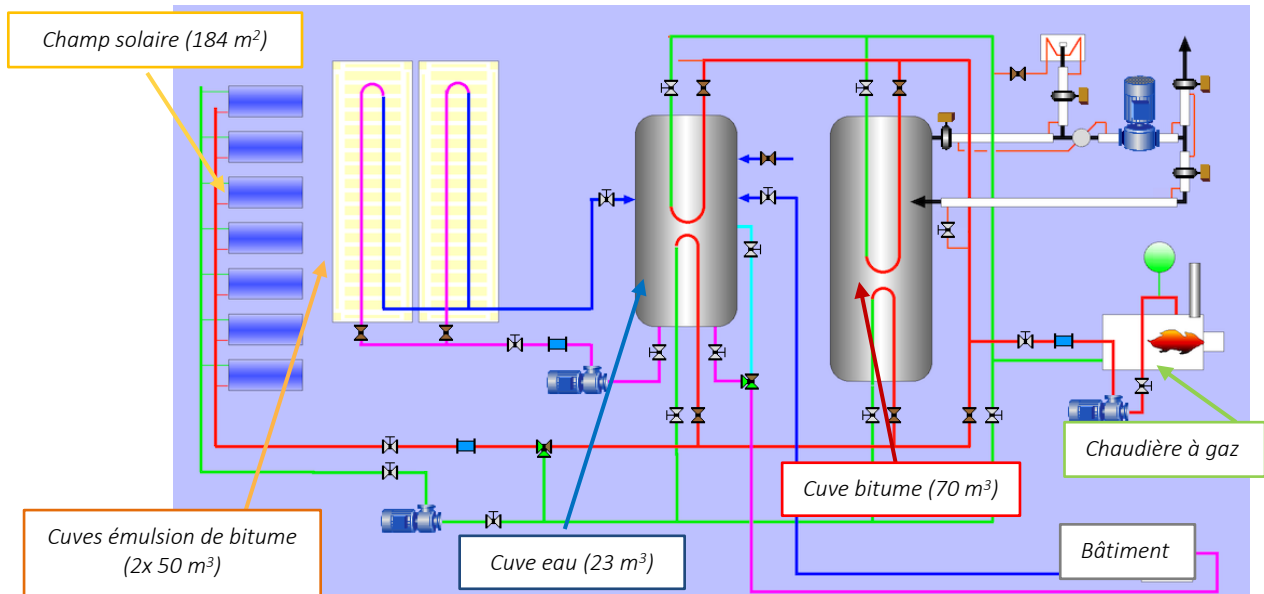


Figure 8 : Schéma hydraulique de l'installation après modifications 2014-2015

De plus, il est à signaler que la nouvelle configuration présente l'avantage de séparer les circuits hydrauliques de la chaudière et du solaire. Durant les mesures faites en 2014, d'importants dysfonctionnements ont été observés à cause de ce couplage hydraulique.

Le schéma de régulation a été modifié pour qu'il soit adapté à la nouvelle configuration du système. Ainsi, indépendamment de la saison de fonctionnement, l'énergie solaire est délivrée en priorité à la cuve d'eau pour satisfaire la demande du bâtiment (hiver) et celle des cuves d'émulsion (été). Lorsque la température de la cuve d'eau atteint sa consigne, le circuit solaire fonctionne en boucle fermée jusqu'à atteindre un niveau de température suffisant pour charger la cuve bitume. Lorsque l'énergie solaire est insuffisante pour la charge d'une des deux cuves, la chaudière à gaz est enclenchée et fournit l'énergie nécessaire au système. Toutefois, la régulation du système autorise le chauffage à l'électricité des cuves d'émulsion durant la nuit, ceci dans le cas où la température de consigne n'est pas atteinte dans ces cuves à la fin de la journée. Cette option est liée à des raisons économiques, en effet, l'exploitant bénéficie d'un tarif de l'électricité réduit pendant la nuit.

L'ancienne cuve d'eau a été remplacée par une nouvelle cuve mieux adaptée à la taille du champ solaire. Cette cuve est bien mieux calorifugée, ce qui diminue drastiquement les pertes journalières par rapport à l'ancienne cuve (>100 kWh/jour en 2014 contre ~27 kWh/jour en 2015). Cette cuve se trouve à la pression atmosphérique et l'eau contenue est soumise à évaporation ; le niveau est contrôlé en continu et est maintenu constant.

Une vanne mélangeuse a également été ajoutée sur le circuit de chauffage du bâtiment ceci afin de limiter le niveau de température du fluide traversant les conduites en polyéthylène vers le bâtiment. En effet, celles-ci risquent d'être endommagées si la température est supérieure à 70°C.

Finalement, et à la demande du LESBAT, les échangeurs solaires des deux cuves ont été changés afin d'augmenter au maximum la surface d'échange thermique entre l'huile thermique du circuit solaire et le fluide contenu dans la cuve de stockage (eau ou bitume).

A ce jour, l'intégration d'une pompe à chaleur réversible sur le circuit du bâtiment n'a pas été retenue par l'entreprise Colas SA, ceci pour des raisons financières.

La figure 9 montre quelques photographies de la nouvelle installation :



Vue de face de la cuve d'eau



Vue de face de la cuve bitume



Vue des cuves (à gauche bitume; à droite eau)



Vue des faces arrières des cuves d'émulsion



Vue de la chaudière

Figure 9 : Photographiques des composants principaux de l'installation de Pittet-Châtelan

3.3 Changements survenus en 2016

A la suite de la saison des bitumes 2015, et compte tenu des remarques faites par le LESBAT à la fin de l'année 2015 (cf. rapport annuel 2015 [2]), Colas Suisse SA a procédé à différentes adaptations et réparations sur l'installation solaire en particulier.

- Suppression des fuites observées sur les capteurs solaires
- Remise en fonction du circulateur du circuit émulsion
- Remise en état du circuit hydraulique du bâtiment

Pour information, COLAS a procédé à la fermeture par des panneaux métalliques de la partie inférieure de l'installation comme le montre l'image suivante :



Figure 10 : Vue de l'installation avec fermetures métalliques sur le bas de l'installation

Cette fermeture a nécessité de déplacer le pyranomètre afin d'éviter un ombrage partiel sur le senseur pendant une partie de la journée.

De plus, l'exploitant a ajouté une pompe à chaleur réversible dans la sous-station du bâtiment administratif, ceci en particulier pour refroidir les locaux durant la période estivale.

Pour sa part, le LESBAT a vérifié le bon positionnement des débitmètres avec le fournisseur de ceux-ci (Endress+Hauser) et a procédé au remplacement des sondes de températures permettant de faire les bilans d'énergie (circuit chaudière, solaire et émulsion). Ces sondes permettent de garantir un écart relatif précis entre la température d'entrée et la température de sortie de chaque poste de consommation ou de production d'énergie. Ces sondes sont de haute précision (classe A) et ont été appariées.

4 Travaux réalisés

4.1 Préparation et montage des sondes de mesures

En première partie de l'année 2014 et à la demande du LESBAT, l'entreprise MRI a installé trois points de mesure supplémentaires que ceux prévus initialement par COLAS (cf. **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), à savoir :

- Mesure du débit d'huile dans le circuit de la chaudière (Q1) ;
- Mesure de la quantité de chaleur absorbée par la sous-station du bâtiment administratif (Q3);
- Mesure de la consommation en électricité de la pompe de circulation du fluide caloporteur dans la boucle solaire (P2).

Afin de pouvoir analyser plus finement les flux d'énergie dans le système de production de chaleur, le LESBAT a installé 10 sondes de mesure supplémentaires, à savoir :

- 1 pyranomètre haute précision (cf. Figure 11) pour la mesure de l'irradiation solaire globale dans le plan des capteurs solaires, ceci pour évaluer les performances de ces derniers d'une façon plus précise qu'avec le solarimètre existant.



Figure 11 : Pyranomètre installé sur l'installation solaire de Pittet-Chatelan

- 1 sonde de mesure de la température extérieure (cf. Figure 12) permettant la détermination des pertes thermiques des cuves de stockage, des conduites hydrauliques et des capteurs solaires.
- 4 sondes de température immergées dans la cuve d'eau.
- 4 sondes de température placées dans des doigts de gant dans la nouvelle cuve de bitume.

Les 8 sondes de température des cuves sont positionnées selon quatre niveaux de hauteur afin de pouvoir caractériser la stratification thermique, mais aussi les éventuels effets convectifs à l'intérieur des cuves de stockage (cf. Figure 12).

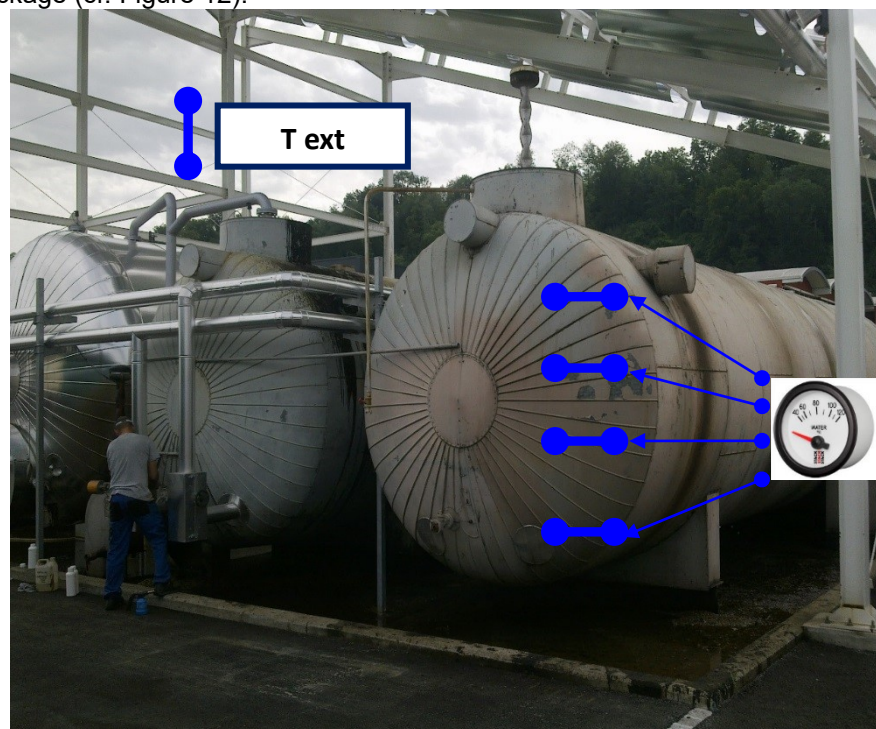


Figure 12 : Sondes de température immergées installées sur la cuve d'eau de Pittet-Chatelan

4.2 Etalonnage des sondes de température existantes

Dans le but de diminuer l'incertitude des mesures effectuées sur l'installation, le LESBAT a procédé à une vérification des sondes de température à trois niveaux de température différents à l'aide d'un four de calibration mobile (cf. Figure 13) :

- 20°C (température ambiante)
- 65°C (température moyenne de la cuve d'eau)
- 170°C (température moyenne des cuves de bitume)



Figure 13 : Four à calibration mobile utilisé pour l'étalonnage des sondes de température

Cette vérification a montré un écart relativement important (2 à 3 K) entre la valeur donnée par le four à calibration (référence) et la valeur obtenue à l'aide du programme d'acquisition du système (cf. Figure 14). Cet écart peut paraître faible et acceptable dans le domaine de l'industrie mais n'est pas admissible pour effectuer des bilans énergétiques. En effet, dans ce cas, il est fréquent d'observer des écarts de température inférieurs à 10 K entre l'entrée et la sortie d'un échangeur de chaleur. Dans cette situation, l'erreur engendrée par de tels écarts peut dépasser 50%, ce qui ne permet pas d'effectuer une analyse thermique de qualité.

Afin de limiter les impacts de ces erreurs de mesure, des équations de correction ont été appliquées à chacune des sondes de température. La Figure 15 donne les valeurs obtenues après l'application de l'équation pour chacune des sondes.

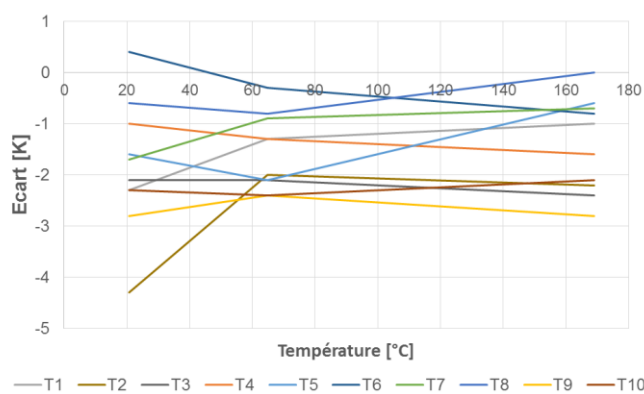


Figure 14: Ecart des différentes sondes et la référence avant l'étalonnage

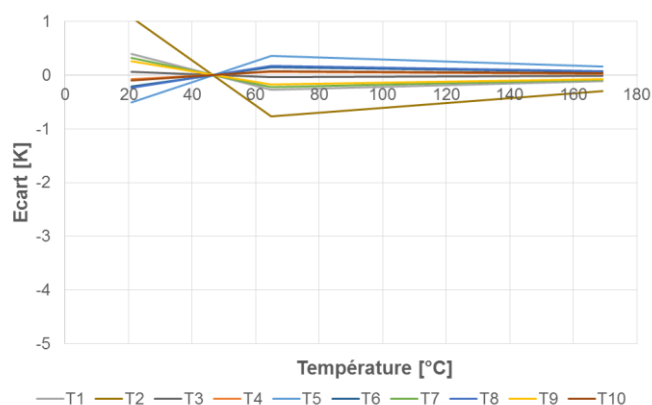


Figure 15: Ecart des différentes sondes et la référence après l'étalonnage

L'écart avec la sonde de référence s'est réduit à moins de 0.5 K dans toute la plage de température, excepté pour la sonde T10 (température de retour de la chaudière) qui présente un écart maximal de - 0.7 K à 63°C. Cependant, la Figure 15 montre que l'erreur de mesure sur cette sonde (T10) diminue avec l'augmentation de la température. Etant donné que la chaudière travaille dans une plage comprise entre 200 et 220°C, cette erreur sera inférieure à 0.5 K et comparable à celle des autres sondes de température.

4.3 Images thermiques

Des images thermiques ont été réalisées afin de situer les pertes thermiques les plus importantes au niveau des cuves de stockage et au niveau des conduites de distribution de chaleur. La Figure 17

montre l'image thermique de l'installation, tandis que la Figure 16 donne l'emplacement des cuves et des conduites hydraulique du système.

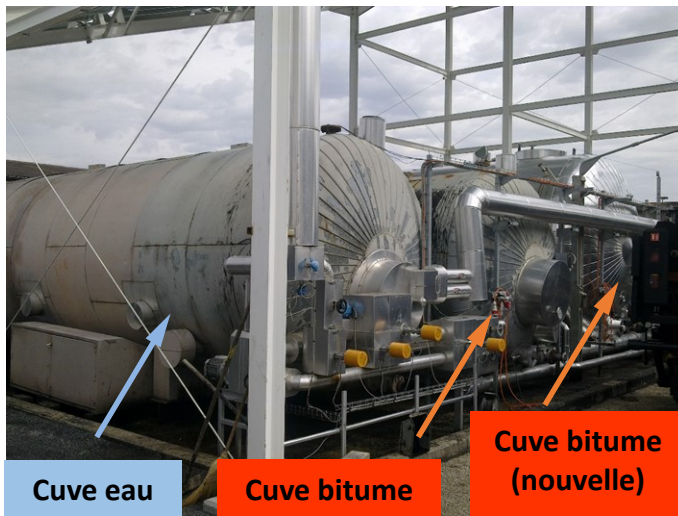


Figure 16: Emplacement des cuves de stockage et de certaines conduites de l'installation

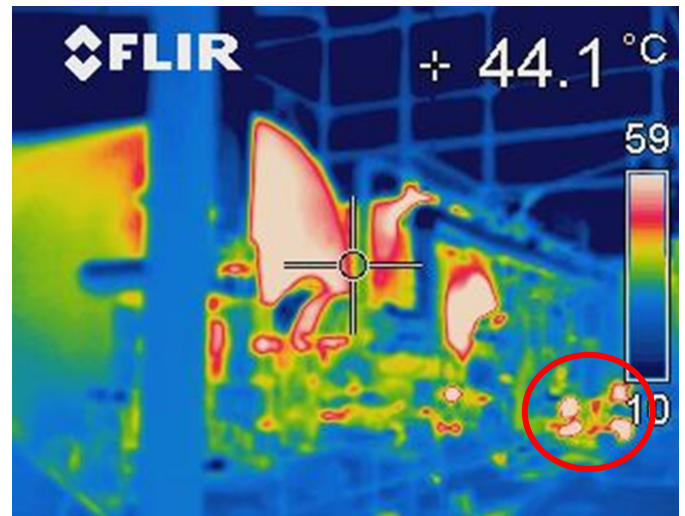


Figure 17: Image thermique des cuves de stockage et de certaines conduites de l'installation le 4 juillet 2014

Cette image thermographique montre que l'isolation thermique des anciennes cuves est défectueuse et ne joue plus son rôle. En effet, la température de surface de l'ancienne cuve de bitume est bien supérieure à celle de la nouvelle cuve. Par ailleurs, la Figure 17 montre que les conduites hydrauliques sont bien isolées à l'exception de celles qui sont utilisées pour le remplissage et dépotage des cuves de bitume (partie encerclée en rouge sur la Figure 17).

Une image thermique du champ solaire (cf. Figure 19) a été réalisée afin d'observer les éventuels défauts de l'isolation sous-vide des capteurs solaires.



Figure 18: Emplacement du champ solaire

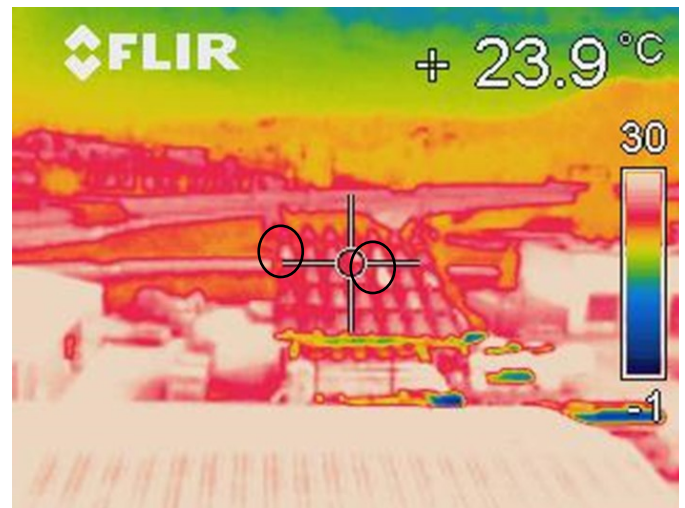


Figure 19: Image thermique du champ solaire le 4 juillet 2014

Cette image montre que certains capteurs (encerclés en noir) présentent une isolation moins efficace que la moyenne des autres, cependant, leur température de surface (~30°C) reste bien plus basse que celle du fluide caloporteur les traversant (~150°C), ce qui ne remet pas en cause la qualité de l'isolation.

4.4 Vérifications du calcul de la puissance de la chaudière à gaz

L'analyse du rendement de la chaudière à gaz effectuée courant l'année 2015 montrait des valeurs de rendement supérieures à 100%; l'analyse remettait en doute la détermination du bilan d'énergie en

invoquant d'éventuelles erreurs soit au niveau de la mesure du débit, soit au niveau de la différence de température entre les sondes utilisées ou encore au niveau des caractéristiques thermiques de l'huile thermique.

Dans le but de lever ces doutes, trois démarches ont été effectuées :

- Vérification de la valeur du débit
- Remplacement des sondes de température par des sondes appariées
- Mesure de la capacité thermique de l'huile

Vérification de la valeur du débit

Avant la séquence de mesures 2016, il était prévu de remplacer le débitmètre Vortex situé à la sortie de la chaudière. Un spécialiste de la maison Endress et Hauser est venu sur place pour évaluer le meilleur type de débitmètre à utiliser pour ce genre d'application. Après analyse, il a conclu que le type de débitmètre présent sur l'installation était suffisamment précis pour les débits et le fluide utilisé, mais a toutefois proposé de déplacer ce débitmètre afin d'assurer une distance horizontale suffisamment longue en amont de la mesure. Chose qui a été faite. Selon le spécialiste, le débitmètre est en parfait état de marche et ne nécessite pas d'être remplacé.

Ensuite, afin d'être plus sûr des valeurs mesurées par le débitmètre, un test a été fait avec un débitmètre à ultrason portable (mesures faites le 18.05.2016) comme le montre la photographie de la figure 20.



Figure 20 : Circuit chaudière – Mesure du débit avec un débitmètre à ultrason portable

Afin d'obtenir une valeur de débit sur le débitmètre à ultrasons, il est nécessaire d'introduire la vitesse du son dans le fluide, une vitesse de 1'200 m/s a été introduite (valeur située dans une fourchette cohérente pour l'huile [4]). Ensuite, le débit a été modifié par paliers successifs et les résultats suivants ont été obtenus :

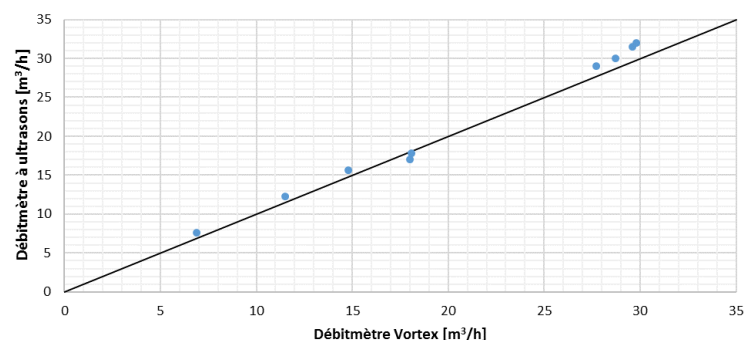


Figure 21 : Circuit chaudière – Comparaison entre débit mesuré par le débitmètre Vortex et le débitmètre à ultrasons – vitesse du son : 1'200 m/s

En analysant l'écart relatif résultant de cette courbe **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** et en cherchant une courbe de régression, il semble que l'écart minimal observé se situe lorsque le débit atteint des valeurs de 15 à 25 m³/h. Ainsi, il est possible que lorsque le débit chute à des niveaux inférieurs, une erreur de mesure entache la lecture du débit.

Remplacement des sondes de températures sur le circuit chaudière

Dès le 13.07.2016, les anciennes sondes du circuit chaudière ont été remplacées par des nouvelles sondes. La particularité de ces nouvelles sondes réside dans le fait que le fournisseur les a choisis en fonction de leur réponse très proche (appariées). De fait, les équations d'étalonnage introduites sur les anciennes sondes ont été retirées. Pour information, seule la partie active de la sonde a été remplacée, ainsi, le câble de connexion entre l'acquisiteur et la sonde est resté le même.

Mesure de la capacité thermique de l'huile

Un échantillon d'huile de l'installation a été prélevé sur l'installation et a été analysé au sein de l'institut de génie thermique de la HEIG-VD. Cette démarche ayant pour but de valider la capacité thermique de l'huile utilisée dans l'installation et de vérifier que ces caractéristiques ne se sont pas dégradées au cours du temps. La mesure effectuée est comparée avec les valeurs considérées jusqu'alors (Shell Thermia B) et est montrée dans la figure 22. Il est à noter que l'appareil de mesure employé ne permet pas d'effectuer des mesures au-delà de 110°C, toutefois, la plage de température de mesure est suffisante pour déterminer si le fluide s'est détérioré.

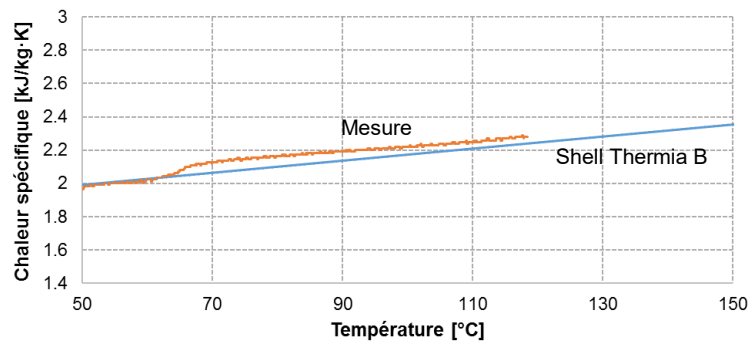


Figure 22 : Mesure de la capacité thermique de l'huile thermique

La différence observée entre la mesure et les valeurs du fournisseur est relativement faible, en particulier dans la plage de fonctionnement de la chaudière (à 70°C, écart de 3.3%; à 110°C, écart de 2.2%). De plus, l'écart tend à diminuer avec la température. De ce fait, la valeur utilisée de la capacité thermique de l'huile dans la détermination de l'énergie fournie par la chaudière est cohérente, cette valeur sera conservée pour la suite de l'exploitation des mesures.

Ainsi, après ces vérifications, seul un doute apparaît sur la mesure du débit lorsque celui-ci se situe à des valeurs faibles.

5 Analyse du fonctionnement de l'installation

5.1 Introduction

Ce chapitre présente les problèmes de fonctionnement et les mesures faites durant les différentes années étudiées sur l'installation Pittet-Chatelan. A la fin, une synthèse est effectuée afin d'observer l'évolution des différents composants dans le temps.

L'analyse de l'ensemble des points d'acquisition est réalisée au moyen d'un tableur Excel. Chaque jour, un fichier de données est généré par le système. Les valeurs sont acquises toutes les 15 secondes. Sur la base de ces données, différents calculs ont été automatisés afin de définir les bilans d'énergie des différents producteurs (système solaire et chaudière) et des consommateurs (cuve d'eau, cuve bitume, bâtiment et cuves d'émulsion). Des bilans quotidiens et différents graphiques sont générés par l'outil.

Un second tableur récolte les informations quotidiennes et permet de générer des bilans mensuels et annuels. De plus, ce second tableur offre la possibilité d'observer le fonctionnement de l'installation jour après jour.

5.2 Points de mesures

L'automate programmable effectuant la commande de l'installation et l'acquisition génère un fichier de mesure quotidien. Les informations montrées dans le tableau 11 sont disponibles pour l'exploitation :

Températures

Abréviation	Description	Type de sonde
Tcu,eau	3 sondes de température dans la cuve d'eau (bas, milieu, haut)	PT100
Tcu,bit	5 sondes de température dans la cuve de bitume réparties sur la hauteur	PT100
Tcu,ému	1 sonde de température dans chaque cuve d'émulsion	PT100
T_sol	2 sondes de température sur le circuit solaire (départ et retour)	PT100
T_ch	2 sondes de température sur le circuit chaudière (départ et retour)	PT100
T_ému	2 sondes de température sur le circuit émulsion (départ et retour)	PT100
Tci,bât	2 sondes de température sur le circuit bâtiment (départ et retour)	PT100
Tch	1 sonde de température sur la chaudière	PT100
Tmain	1 sonde de température sur le circuit de maintien du dépotage	PT100

Débits

m,sol	Débitmètre circuit solaire	Débitmètre vortex
m,ch	Débitmètre circuit chaudière	Débitmètre vortex
m,ému	Débitmètre circuit émulsion	Débitmètre vortex
m,bât	Débitmètre circuit bâtiment	Débitmètre volumique

Météo

So	Irradiation solaire (cellule fournie par Colas SA)	Solarimètre
Py	Irradiation solaire (pyranomètre fourni par le LESBAT)	Pyranomètre
Text	Sonde de température extérieure	PT100

Mesures de niveau

Mcu,eau	Hauteur de remplissage de la cuve d'eau	
Mcu,bit	Hauteur de remplissage de la cuve de bitume	
Mcu,ému	Hauteur de remplissage de chaque cuves d'émulsion	

Energie

Eel,ému	2 consommations électriques des corps de chauffe des cuves d'émulsion	Compteur
----------------	---	----------

Etat

L'état des différents circulateurs (marche/arrêt) ainsi que des vannes (ouvert/fermé) sur les circuits d'alimentation des cuves (eau, bitume et émulsion), du circuit de maintien du dépotage, du bouclage solaire est connu à chaque instant.

5.3 Descriptif des bilans effectués

Ce chapitre décrit, pour chaque circuit et chaque composant la méthode d'analyse et les hypothèses effectuées.

5.3.1 Circuit solaire

L'énergie solaire fournie par le système (E_{sol}) est calculée à chaque pas de temps d'acquisition (15 s) en multipliant le débit mesuré (m_{sol}) par la différence de température mesurée entre l'aller et le retour des capteurs solaires thermiques et par la chaleur massique (cp) de l'huile thermique (*Shell Thermia B, caractéristiques en annexe 1*).

$$E_{sol} = m_{sol} \cdot cp_{huile} \cdot \Delta T \quad (5.1)$$

L'énergie solaire est envoyée soit dans la cuve d'eau soit dans la cuve bitume. Ainsi, l'énergie apportée aux cuves est répartie en fonction de l'état des vannes de charge des cuves. Les pertes thermiques de ces circuits sont négligées en raison de la faible distance entre le point de mesure de l'énergie solaire et les cuves de stockage.

5.3.2 Circuit chaudière

L'énergie fournie par la chaudière (E_{ch}) est calculée à chaque pas de temps d'acquisition (15 s) en multipliant le débit mesuré (m_{ch}) par la différence de température mesurée entre l'aller et le retour de la chaudière et par la chaleur massique (cp) de l'huile thermique (*Shell Thermia B, caractéristiques en annexe 1*).

$$E_{ch} = m_{ch} \cdot cp_{huile} \cdot \Delta T \quad (5.2)$$

L'énergie fournie par la chaudière est envoyée soit dans la cuve d'eau, soit dans la cuve bitume ou dans le circuit de maintien en température du circuit de dépotage. Pour rappel, ce circuit est constamment maintenu à une température d'environ 180°C afin que le bitume existant dans la tuyauterie reste en phase liquide; ainsi le transfert de bitume depuis ou vers la cuve de stockage est possible à tout moment. Afin de tenir compte de l'énergie perdue au travers de ce circuit de dépotage, une estimation du produit du coefficient moyen de déperditions thermique (U) et de la surface de contact avec l'air extérieur (A) de ce circuit a été effectuée en calculant sa constante de temps (méthode de décroissance de température). Cette méthode se base sur les formules suivantes :

$$\tau = \frac{-t}{\ln\left(\frac{T - T_{ext}}{T_i - T_{ext}}\right)} \quad (5.3)$$

Avec :

τ	Constante de temps	[s]
t	Durée du test	[s]
T	Température du circuit à la fin du test	[°C]
T_i	Température du circuit au moment initial	[°C]
T_{ext}	Température extérieure	[°C]

$$A \cdot U = \frac{\sum (m \cdot c_p)}{\tau} \quad (5.4)$$

Avec :

A	Surface d'échange	$[m^2]$
U	Coefficient de déperditions thermiques	$[W/m^2K]$
m	Masse totale du circuit	$[kg]$
c_p	Chaleur massique du circuit	$[J/kgK]$
τ	Constante de temps	$[s]$

Ainsi, en appliquant ces formules sur une période de temps où la température subit une décroissance, et en calculant la capacité thermique du circuit (somme des masses de l'ensemble des composants multipliées par leur chaleur spécifique), il est possible d'estimer le produit ($A \cdot U$) du circuit qui dans ce cas vaut 110 W/K.

La déperdition thermique du circuit est calculée à chaque instant en multipliant le produit ($A \cdot U$) par la différence de température entre le circuit de dépotage (T_{main}) et la température extérieure (T_{ext}). L'énergie fournie aux cuves par le circuit chaudière est ainsi amputée de cette déperdition.

5.3.3 Circuit émulsion

L'énergie fournie par la cuve d'eau à l'émulsion ($E_{ému}$) est calculée à chaque pas de temps d'acquisition (15 s) en multipliant le débit mesuré ($m_{ému}$) par la différence de température mesurée entre la sortie et l'entrée du circuit d'émulsion et par la chaleur massique de l'eau.

$$E_{ému} = m_{ému} \cdot cp_{eau} \cdot \Delta T \quad (5.5)$$

La charge des cuves d'émulsion par le circuit d'eau se fait en cascade. Ainsi, toute l'énergie calculée se retrouve soit dans une cuve soit dans l'autre. Aucune perte thermique n'est prise en compte sur ce circuit étant donnée la faible distance entre les différentes cuves (eau et émulsions).

5.3.4 Circuit bâtiment

L'énergie fournie par la cuve d'eau au bâtiment ($E_{bât}$) est calculée à chaque pas de temps d'acquisition (15 s) en multipliant le débit mesuré ($m_{bât}$) par la différence de température mesurée entre la sortie et l'entrée du circuit bâtiment (au niveau de la cuve) et par la chaleur massique de l'eau. Les pertes des tuyauteries reliant la cuve d'eau au bâtiment sont incluses dans ce calcul car le bilan d'énergie se fait au niveau de la cuve.

$$E_{bât} = m_{bât} \cdot cp_{eau} \cdot \Delta T \quad (5.6)$$

5.3.5 Cuve eau

En plus des énergies apportées (circuit solaire et circuit chaudière) et des énergies soutirées (circuit émulsion et circuit bâtiment), un calcul des pertes thermiques de la cuve a été fait au moyen de la méthode de la constante de temps décrite ci-dessus. Le produit ($A \cdot U$) de la cuve a été calculé à 22 W/K. Ainsi, il est possible de calculer, à chaque instant, les déperditions de la cuve en fonction de la différence de température entre la température moyenne de l'eau à l'intérieur de la cuve ($T_{cu,eau}$) et la température extérieure (T_{ext}). La variation d'énergie interne de la cuve est calculée à chaque pas de temps.

5.3.6 Cuve bitume

En plus des énergies apportées (circuit solaire et circuit chaudière), un calcul des pertes thermiques de la cuve a été fait au moyen de la méthode de la constante de temps. Le produit ($A \cdot U$) de cette cuve a été estimé à 36 W/K. Ainsi, il est possible de calculer, à chaque instant, les déperditions de la cuve en fonction de la différence de température entre la température moyenne du bitume à l'intérieur de la cuve ($T_{cu,bit}$) et la température extérieure (T_{ext}). La température moyenne de la cuve de bitume est estimée à partir des cinq sondes réparties aux différents niveaux de la cuve en tenant compte du volume de bitume représenté par chacune de ces sondes. Signalons que lorsque la cuve n'est pas pleine, les sondes de température situées au-dessus du niveau de bitume n'entrent pas dans le calcul.

Par contre, de par l'apport et le soutirage de bitume en cours de journée, il est difficile de procéder au calcul d'énergie interne de la cuve. L'analyse de cette cuve se limitera ainsi à évaluer l'énergie apportée par les producteurs (solaire et chaudière) et ses pertes. Des investigations relatives à ce calcul seront effectuées durant l'année 2016.

5.3.7 Cuves d'émulsion

L'analyse des cuves d'émulsion se limite à l'évaluation de l'énergie fournie par la cuve d'eau et à l'énergie électrique consommée pour leur maintien en température (données disponible depuis le 17 août 2015). De plus, un contrôle de la température et du niveau de chaque cuve est effectué.

5.4 Problèmes de fonctionnement

5.4.1 Problèmes de fonctionnement observés durant l'année 2014

La première année d'analyse des données expérimentales a relevé des problèmes majeurs de fonctionnement qui ont amené à d'importantes modifications hydrauliques et de revoir l'algorithme de régulation, afin d'améliorer les performances du système.

Ainsi, la première génération du programme d'acquisition de données du site industriel de Pittet-Châtelan a été démarrée le 4 octobre 2013. Une vérification du bon fonctionnement de ce programme a été engagée par la suite et correspondant au début du présent projet. Suite à cette vérification, différents points de mesures ont été ajoutés afin de réduire l'incertitude sur les flux d'énergies thermiques dans l'installation (cf. chapitre 4.1).

Depuis le début du projet, plusieurs problèmes et incidents techniques ont été rencontrés et ont rendu difficile l'analyse des mesures réalisée pendant cette année de fonctionnement (2013-2014) :

- La chaudière à mazout est tombée en panne et a dû être remplacée par une chaudière à gaz pendant le mois d'octobre 2013 ;
- Un faisceau d'échangeur de chaleur s'est rompu dans une cuve de stockage de bitume. La cuve a, par conséquent, dû être remplacée pendant le mois de mai 2014 ;
- La mesure du débit de fluide traversant la chaudière a pu être ajoutée dans le système d'acquisition uniquement le 5 juillet 2014 ;
- La température extérieure ainsi que le débit du fluide caloporteur dans le circuit du bâtiment ne sont toujours pas présents dans le fichier de données malgré plusieurs demandes de la part du LESBAT.

L'analyse des données expérimentales a relevé plusieurs problèmes majeurs concernant la régulation, mais aussi des dysfonctionnements hydrauliques de l'installation, en résumé :

- Enclenchement de la boucle solaire durant la nuit ;
- Energie solaire disponible mais non utilisée ;
- Pompe solaire enclenchée, mais pas de débit ;
- Plusieurs autorisations simultanées ;
- Echangeur de chaleur interne aux cuves de stockage sous-dimensionné ;
- Pertes d'isolation du stockage pour les besoins du bâtiment (cuve d'eau) ;
- Enclenchements simultanés de pompes P1 et P2 ;
- Energie solaire dissipée dans la chaudière à gaz.

Ces problèmes sont détaillés dans les chapitres suivants en faisant quelques zooms sur des journées typiques de fonctionnement.

Le schéma hydraulique ainsi qu'un tableau avec des explications pour une meilleure compréhension des graphiques suivants sont présentés ci-après :

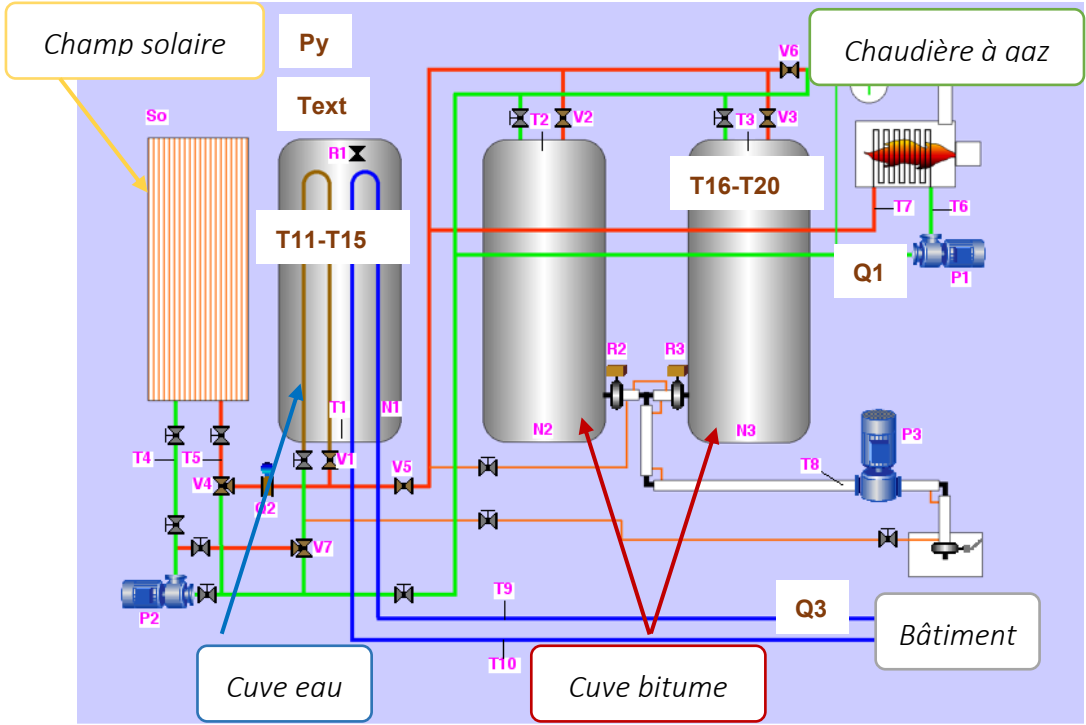


Figure 23: Schéma hydraulique de l'installation de production et distribution de chaleur sur le site de Pittet-Châtelan

Variable	Dénomination	Valeur
Q1	Débit chaudière	20..25 [m³/h]
Q2	Débit solaire	0..5 [m³/h]
Q3	Débit chauffage bâtiment	0..0.2 [m³/h]
P1	Etat de la pompe 1 (chaudière)	0 si Arrêt >0 si Marche
P2	Etat de la pompe 2 (solaire)	0 si Arrêt >0 si Marche
V1	Etat de la vanne 1 (vanne qui permet le chargement en énergie de la cuve d'eau)	0 si Fermée <>0 si Ouverte
V2	Etat de la vanne 2 (vanne qui permet le chargement en énergie de l'ancienne cuve de bitume)	0 si Fermée <>0 si Ouverte
V3	Etat de la vanne 3 (vanne qui permet le chargement en énergie de la nouvelle cuve de bitume)	0 si Fermée <>0 si Ouverte
V4	Etat de la vanne 3 (vanne qui permet fermer la boucle solaire pour le brassage ou de charger les cuves de stockage en énergie solaire)	0 si Boucle solaire <>0 si chargement cuves
V5	Etat de la vanne 5 (vanne qui permet la séparation des circuits hydraulique de la chaudière et solaire)	0 si Fermée <>0 si Ouverte
Cuve btm1	Cuve de stockage bitume (ancienne)	-

Cuve btm2	Cuve de stockage bitume (nouvelle)	-
Cuve eau	Cuve de stockage eau	-

Tableau 2: Dénomination et valeurs des variables présentées dans ce chapitre

a) Mauvaise gestion de l'énergie solaire

i. Enclenchement de la boucle solaire durant la nuit

La Figure 24 présente le fonctionnement de l'installation solaire durant la journée du 15 juin 2014. Cette figure montre un dysfonctionnement durant la nuit. En effet, la pompe P2 (solaire) se met en marche et la vanne 4 s'ouvre pour laisser passer le fluide dans l'ensemble de l'installation aux alentours de 23h et pour une durée d'environ 30 minutes. Il est évident qu'il n'y a plus d'ensoleillement à cette heure avancée de la soirée et que la circulation du fluide à travers les capteurs solaires ne va pas amener de chaleur au système, mais la dissipera dans l'environnement. Ce problème est récurrent tous les jours de fonctionnement.

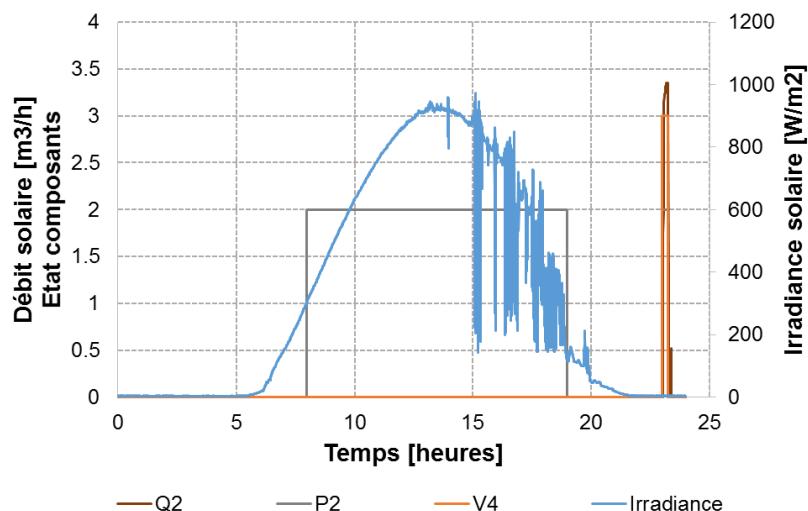


Figure 24: Mesures - Irradiance solaire et débit dans la boucle solaire le 15.06.2014

ii. Energie solaire disponible mais non utilisée

La Figure 24 permet également d'observer que pendant la journée, la pompe solaire s'est enclenchée comme prévu à partir d'une irradiance solaire de 300 W/m², mais la vanne de commutation V4 (courbe orange) ne s'est jamais ouverte pour laisser passer l'énergie des capteurs solaires vers les cuves de stockage et ceci malgré un ensoleillement considérable pendant plusieurs heures. Par conséquent, la pompe solaire a fonctionné pendant près de 11 heures durant cette journée, consommant de l'énergie électrique, mais uniquement pour faire circuler le fluide caloporteur en boucle dans le circuit des capteurs solaires !

La Figure 25 montre que les capteurs ont atteints de très hautes températures pendant cette journée (près de 300°C), bien au-delà des températures dans les cuves de stockage, sans que cette énergie soit utilisée pour le système (la courbe en traitsillés montre un débit solaire nul pendant la journée). Ce problème apparaît également sur d'autres jours de fonctionnement.

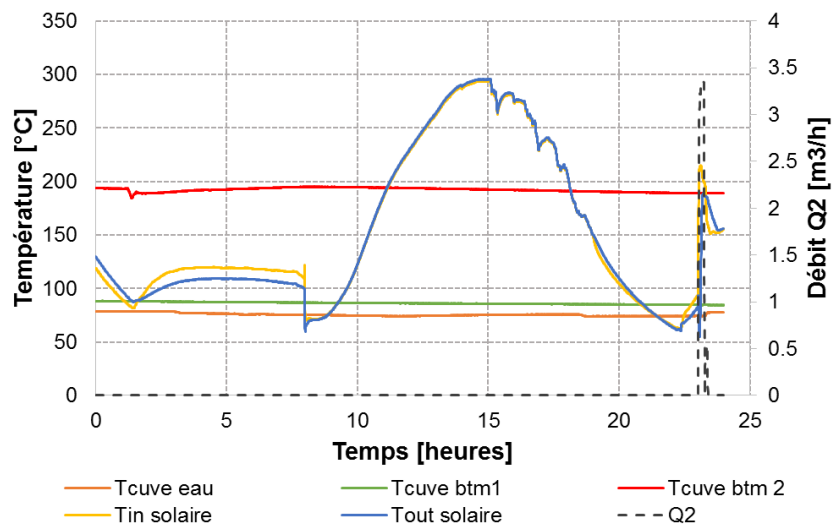


Figure 25: Mesures - Températures et débit pendant la journée du 15.06.2014

iii. Pompe solaire enclenchée, mais pas de débit dans le circuit

A plusieurs reprises, lors du fonctionnement de l'installation, une incohérence a été observée entre le démarrage de la pompe solaire (P2, courbe grise) et le débit affiché par le débitmètre solaire (Q2). La Figure 26 permet d'illustrer ce phénomène à partir de 14h30. En effet, à ce moment, la pompe solaire est enclenchée et la vanne de commutation vers les cuves de bitume (V4) est ouverte. Pourtant, le débit mesuré (Q2) est nul (courbe brune). Cela s'explique par le fait que les vannes V1 (courbe jaune) et V5 (courbe verte) sont fermées. Par conséquent, la pompe pousse contre des vannes fermées pendant plusieurs heures (en plus du problème énergétique que cela engendre, un risque casse du moteur de la pompe est présent).

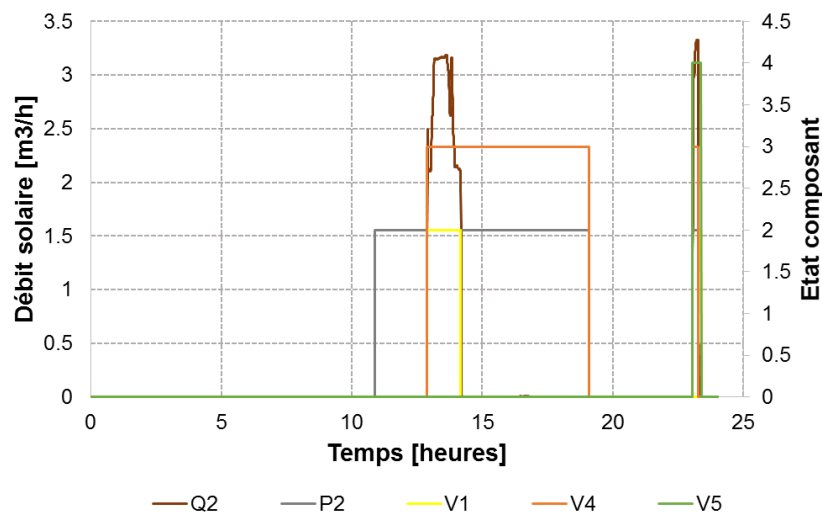


Figure 26: Mesures - Fonctionnement de l'installation durant la journée du 24.06.2014

Pendant ce même jour, la régulation a ordonné le chargement de la cuve d'eau et enclenché la pompe solaire (P2) jusqu'à 19h30 environ. Or, la Figure 26 confirme que le chargement de la cuve d'eau s'est arrêté avant 15h (V1).

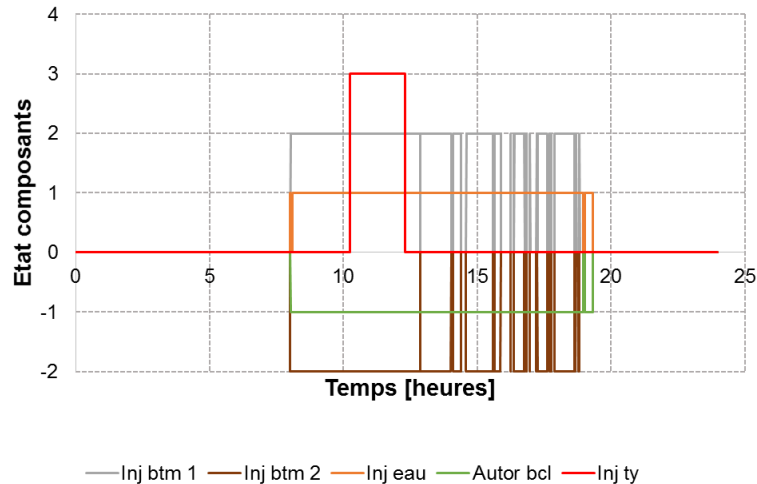
iv. Plusieurs autorisations simultanées

Ce problème de gestion des autorisations par le système de régulation, mentionné au paragraphe précédent, se répète souvent pendant le fonctionnement de l'installation. Il est encore plus évident pendant la journée du 25 juin 2014 (cf. Remarque : **Les états "ON" ou "ouverts" de chaque paramètre correspondent aux valeurs des entiers (positif ou négatif)**

Figure 27), lorsque les autorisations suivantes sont données en même temps par le système de régulation :

- Fermeture de la boucle solaire pour le brassage du champ solaire (*Autor bcl ; courbe verte*) ;
- Charge de la cuve d'eau (*Inj eau ; courbe orange*) ;

- Charge des cuves de bitume (*Inj btm1/ Inj btm2 ; courbes grise, respectivement brune*) ;
- Chauffage des tuyaux de remplissage²/dépotage des cuves de bitume (*Inj ty ; courbe rouge*).



Remarque : Les états "ON" ou "ouverts" de chaque paramètre correspondent aux valeurs des entiers (positif ou négatif)

Figure 27: Mesures - Fonctionnement de l'installation pendant le 25.06.2014

Pour une meilleure gestion de l'énergie dans le système, il est indispensable qu'une seule autorisation soit donnée à la fois afin de savoir à quel endroit est dirigée l'énergie.

b) Dimensionnements inappropriés

i. Echangeur de chaleur interne aux cuves de stockage

Les échangeurs de chaleur internes existants dans les anciennes cuves (eau et bitume) présentes sur le site industriel de Pittet-Châtelan ne sont pas adaptés à un couplage solaire, comme cela a été présenté dans le chapitre simulation. La Figure 28 montre que lorsque l'installation solaire charge la cuve d'eau (dès 11h), le mauvais échange thermique entraîne une différence importante entre la température des capteurs solaires et la température de la cuve (~90 K). Ceci implique à la fois des pertes exergetiques du système considérables et un mauvais rendement des capteurs solaires qui fonctionnent à des niveaux de température très élevés.

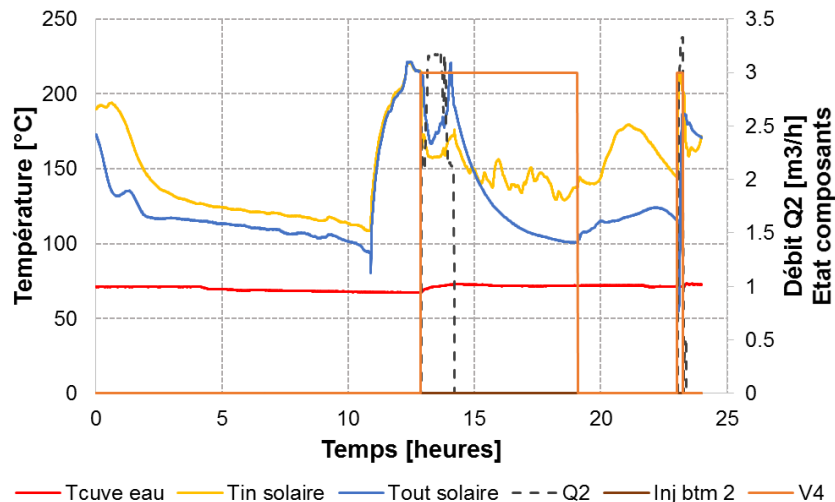


Figure 28: Mesures - Fonctionnement de l'installation solaire durant le 24.06.2014

Pendant cette même journée, il est également possible d'observer un mauvais fonctionnement de la régulation qui permet la charge de la cuve d'eau en fin de journée lorsque les capteurs solaires sont à ~150°C alors qu'ils auraient pu fournir de l'énergie à moins de 100°C (température de la cuve d'eau, courbe rouge).

² Pour rappel, les tuyaux de remplissage et dépotage doivent être maintenus en température pour faciliter le transit du bitume ($T > 160^{\circ}\text{C}$).

ii. Stockage pour les besoins du bâtiment (cuve remplie d'eau)

L'analyse des données de l'installation a suscité quelques interrogations par rapport à la fréquence des enclenchements de la chaudière. Ceci peut partiellement s'expliquer par des pertes thermiques importantes dans les cuves.

Une analyse des déperditions thermiques de la cuve d'eau a été réalisée sur la base des mesures faites durant la journée du 17 juin 2014, journée durant laquelle aucun apport ni prélèvement de chaleur n'ont été effectués sur cette cuve. Par conséquent, la baisse de température mesurée à l'intérieur de la cuve peut principalement être imputée aux pertes thermiques de celle-ci.

Durant cette journée, la température moyenne de la cuve est passée de 69.7°C à minuit à 67.7°C à 23h. Cela correspond à une perte thermique de 116.1 kWh. La puissance moyenne résultante de ces pertes pour cette cuve est de 5.04 kW (température extérieure moyenne de 17.7°C). La valeur du coefficient de déperdition de la cuve (U) résultant de ces valeurs pour cette journée est de 0.8 W/m²·K (défini par la méthode de décroissance).

En parallèle à cette analyse, le coefficient de déperdition thermique de la cuve a été estimé en considérant l'épaisseur et le coefficient de conduction de l'isolation (laine de roche 10 cm). Une valeur de 0.19 W/m²·K a été trouvée. Cette valeur U est théorique et ne tient pas compte des pertes thermiques dues aux raccords hydrauliques en métal ni au vieillissement de l'isolation. Néanmoins, la différence d'un facteur 4 entre les deux estimations de la valeur U est conséquente et peut être expliquée uniquement par une dégradation très importante de la qualité de l'isolant.

La Figure 29 présente une image thermique de la cuve remplie d'eau. Cette image montre qu'à certains endroits la température de surface de la cuve est très proche de la température de l'eau qu'elle contient (~68°C). Cela confirme la dégradation importante de la couche d'isolation.

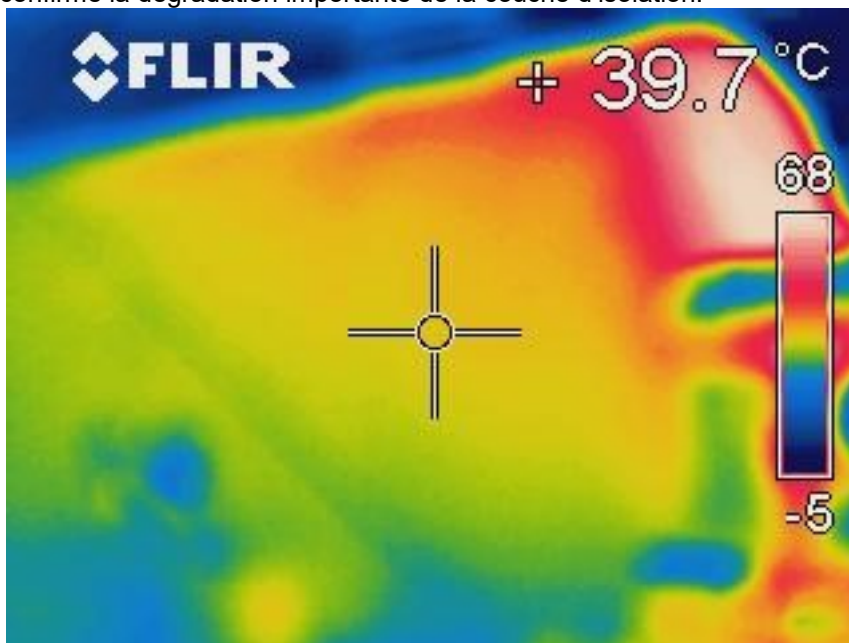


Figure 29: Image thermique de la cuve d'eau

Par conséquent, pendant les mois d'été, lorsque la demande en chauffage et en ECS est faible, il ne semble pas cohérent de stocker de l'énergie dans cette cuve d'eau puisque les pertes thermiques de celle-ci sont 10 fois supérieures à la demande en énergie du bâtiment (uniquement pour l'ECS) calculée selon la norme SIA 380/1 à savoir, 11.4 kWh/jour.

c) Dysfonctionnements hydrauliques

Plusieurs problèmes hydrauliques importants ont également été révélés suite à l'analyse des données mesurées.

iii. Enclenchements simultanés des pompes P1 et P2

Certains jours, la régulation autorise le fonctionnement des deux pompes P1 et P2 en simultané alors que la vanne V5 est ouverte pendant ce temps (cf. Figure 30). Cela entraîne une communication entre le circuit solaire et celui de la chaudière. Comme la pression hydraulique des deux pompes n'est pas égale et que les pertes de charge sont différentes selon le circuit emprunté par le fluide, il est impossible

de savoir quelle est la part de fluide provenant de la chaudière ou des capteurs solaires allant charger les cuves de bitume. Avec, dans le pire des cas une charge des capteurs par la chaudière !

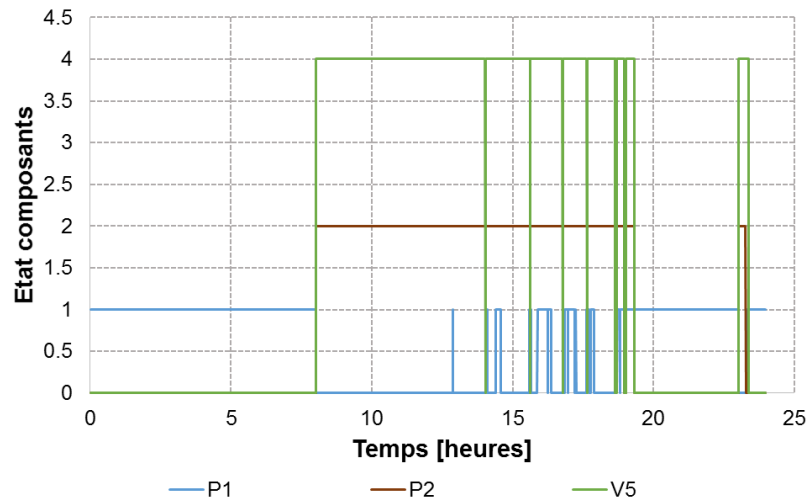


Figure 30: Mesures - Fonctionnement de l'installation durant le 25.06.2014

La Figure 31 montre une importante chute du débit dans la chaudière (Q1 ?) lorsque la pompe solaire (P1) est enclenchée. Cela signifie qu'une partie du fluide caloporteur qui chargeait les cuves de bitume avant l'enclenchement de la pompe solaire va ailleurs dans le système et très probablement dans la boucle solaire.

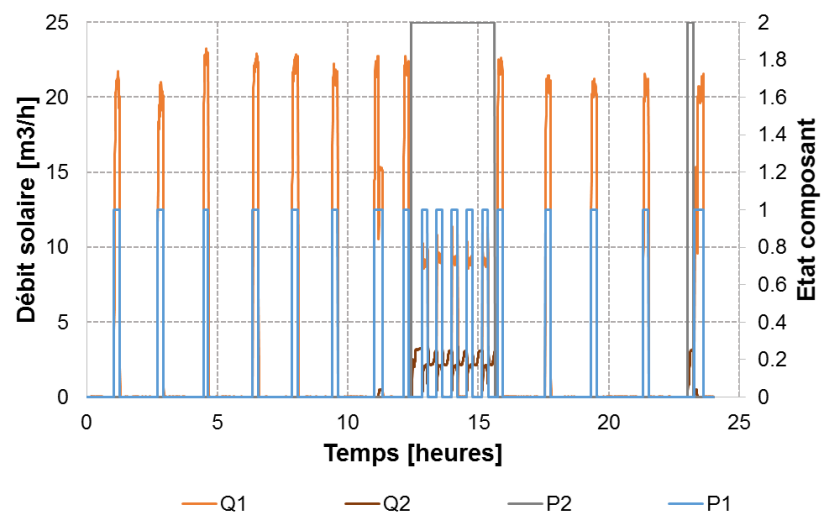


Figure 31: Mesures - Fonctionnement de l'installation durant le 10.07.2014

iv. Energie solaire dissipée dans la chaudière à gaz

Le problème le plus inquiétant relevé sur cette installation arrive lorsque les capteurs solaires sont amenés à charger les cuves de bitume. En effet, dans cette configuration, les pertes de charges dans le circuit de la chaudière semblent inférieures à celles des échangeurs internes des cuves de bitume. Le fluide caloporteur passe donc directement à travers la chaudière au lieu d'alimenter les cuves de stockage. Ce phénomène est illustré sur la Figure 32. Lors de l'ouverture de la vanne de commutation V4 (courbe orange), la température d'entrée du champ solaire (T_{in} solaire, courbe jaune) augmente subitement à environ 220°C . Cette température correspondant à la température du stock interne d'huile de la chaudière. Puisque à ce moment de la journée l'ensoleillement n'est pas suffisant pour maintenir ce niveau de température dans les capteurs solaires, l'énergie est dissipée dans l'environnement à travers le champ solaire (température de sortie de la boucle solaire inférieure de 25 K à celle de l'entrée).

La puissance du champ solaire devient positive³ uniquement à partir d'une irradiance solaire supérieure à 750 W/m², phénomène qui arrive aux alentours de 11h pour cette journée.

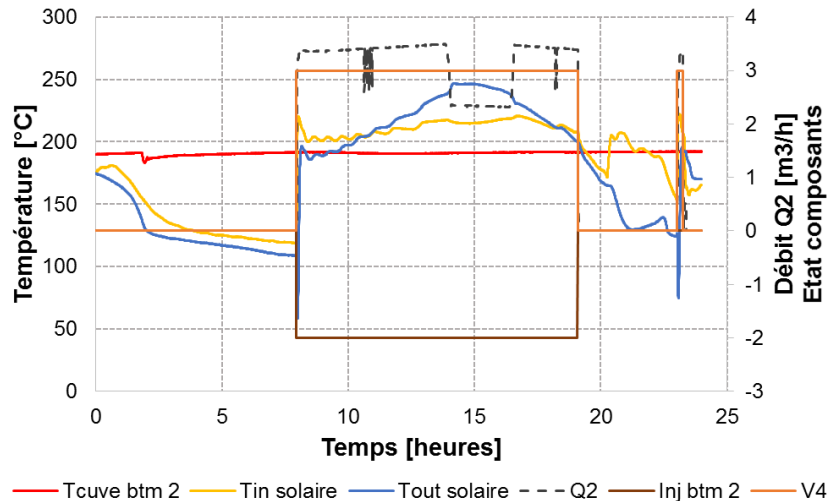


Figure 32: Mesures - Fonctionnement de l'installation durant le 21.06.2014

Pour compenser ces pertes thermiques dans le champ solaire, la chaudière est obligée de s'enclencher plusieurs fois afin de maintenir la température de consigne de son stock d'huile (cf. Figure 33, courbe verte).

Toutefois, même quand l'installation solaire arrive à augmenter la température du fluide caloporteur à plus de 220°C, la chaleur solaire produite n'est pas utilisée de façon optimale puisqu'elle charge le stock d'huile dans la chaudière, alors que la température de la cuve de stockage de bitume est relativement constante, cf. Figure 33, T3, courbe rouge.

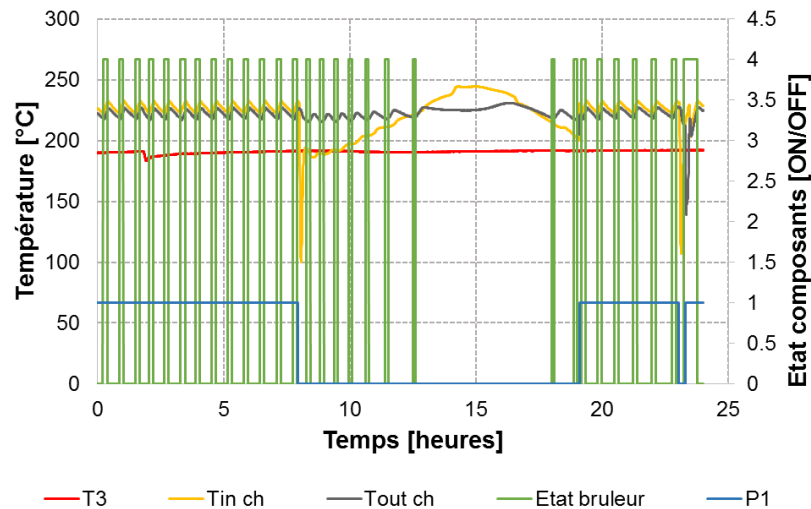


Figure 33: Mesures - Fonctionnement de la chaudière durant le 21.06.2014

L'analyse de ce problème a mis également en évidence que le calcul de la production d'énergie solaire réalisé directement par le programme de régulation est incohérent. En effet, il ne donne pas de valeurs négatives pendant le fonctionnement de l'installation solaire alors que la température de sortie est inférieure à la température d'entrée du champ. L'intégration de ces puissances sur la journée entraîne une différence considérable par rapport au calcul fait par le LESBAT à l'aide de l'équation (1) (différence de plus de 70 kWh/jour) (cf. Figure 34).

$$E_{solaire} = \dot{m}C_p(T_{out} - T_{in})dt \quad (1)$$

³ Une valeur positive correspondant à une production d'énergie solaire ($T_{out} > T_{in}$) alors qu'une valeur négative correspond à un refroidissement dans le champ ($T_{out} < T_{in}$)

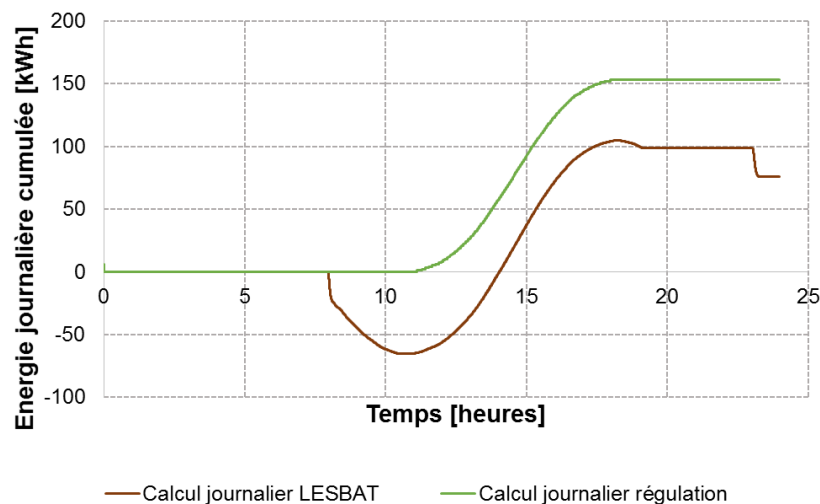


Figure 34: Mesures - Energie solaire cumulée durant le 21.06.2014, comparaison entre les valeurs de la régulation et le calcul fait par le LESBAT

Ce graphique montre l'importance du travail de monitoring. En effet, l'analyse seule de la courbe donnée par l'automate (courbe verte) ne permet pas de déceler un quelconque dysfonctionnement (qui dans ce cas est important). La courbe marron, par contre, montre des puissances négatives sur une grande période de la journée, signe d'un problème dans une installation solaire. Dans l'idéal, les deux courbes auraient dû être confondues.

5.4.2 Problèmes de fonctionnement observés durant l'année 2015

L'analyse du fonctionnement de l'installation durant l'année 2015 a permis de déceler différents problèmes de fonctionnement du système. Ceux-ci ont été mentionnés à Colas Suisse SA qui a pris ou va prendre les mesures nécessaires pour les résoudre. Ce chapitre liste les principaux points relevés durant la période considérée.

a) *Gestion vannes-circulateurs*

L'outil d'analyse a permis de déceler des problèmes liés à la régulation. En particulier, il a été observé que le circulateur du circuit chaudière poussait régulièrement le fluide contre des vannes fermées. Ce problème a été résolu.

b) *Pyranomètre*

Dans le but de pouvoir caractériser les performances de l'installation solaire, le LESBAT a installé un pyranomètre de laboratoire dans le plan des capteurs. En effet, la cellule de mesures (solarimètre) présente sur l'installation et permettant de mesurer l'irradiance solaire est peu précise. Malheureusement, la mise en service du pyranomètre du LESBAT a été compliquée et longue à mettre en place. Il s'est avéré que la carte d'acquisition fournie par MRI était défectueuse et que le signal mesuré par notre pyromètre était faux. Ce n'est que le 24 septembre 2015 que ce pyranomètre a pu être mis en service. Jusqu'à cette date, les valeurs d'irradiation ont été calculées sur la base du solarimètre présent sur l'installation.

Pour information, il s'avère que les valeurs observées au moyen du solarimètre sont inférieures à celles du pyranomètre, comme le montre, par exemple, le graphique de la figure 35 :

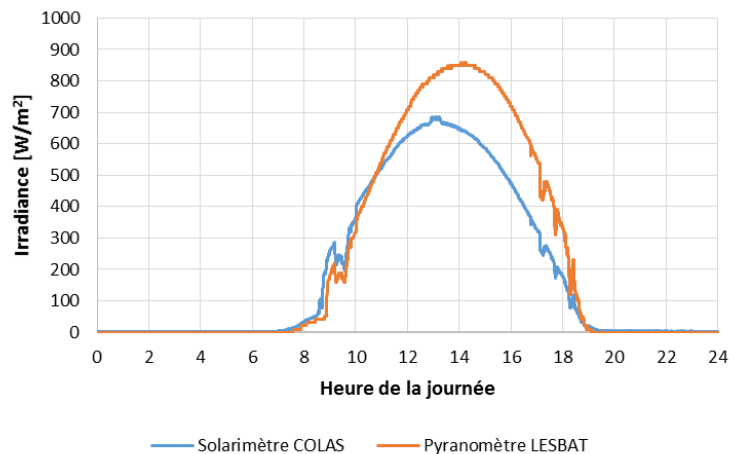


Figure 35 : Irradiances mesurées par le solarimètre de l'installation et le pyranomètre du LESBAT – 25.09.2015

c) *Circuit émulsion*

L'analyse des données montrait que les températures des cuves n'étaient pas corrélées à l'ouverture/fermeture de leur vanne de charge respective. Après vérification, il s'est avéré que les vannes de charge avaient été branchées à l'envers, lorsque la régulation pensait ouvrir une vanne, elle la fermait et vice-versa. Ce problème a été réglé.

De plus, certains jours, lorsque le circulateur du circuit émulsion était en marche, aucune différence de température n'était visible entre l'aller et le retour du circuit comme l'illustre le graphique de la figure 71. Une vérification sur place a permis de constater qu'un by-pass entre l'aller et le retour de ce circuit était présent sur l'installation, et que de plus, la vanne montée sur ce by-pass était ouverte. De par les faibles pertes de charge au travers du by-pass, il est très probable que la majorité du débit venant de la cuve d'eau passait par celui-ci sans passer dans les cuves d'émulsion.

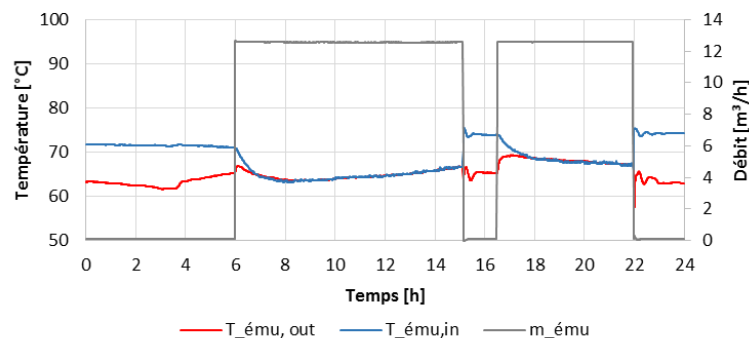


Figure 36 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit – 28.05.2015

Le by-pass a été supprimé au début du mois de juillet. Cependant, cette modification n'a pas permis d'observer un changement significatif dans le comportement de ce circuit et la différence de température entre l'aller et le retour du circuit d'émulsion reste très faible comme le montre le graphique de la figure 37. Cette petite différence de température entre l'aller et le retour implique une plus grande incertitude sur le calcul d'énergie car une faible déviation éventuelle des sondes de température peut impliquer des grandes erreurs dans le calcul de l'énergie fournie aux cuves d'émulsion.

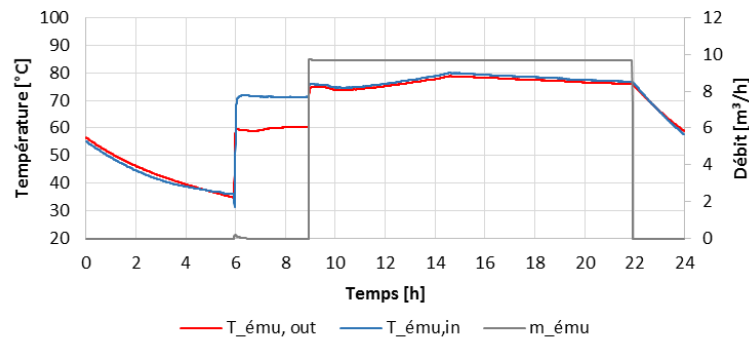


Figure 37 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit – 12.07.2015

Après investigations, il s'avère que la sonde de température permettant de commander la charge d'émulsion située dans la cuve 2 ($T_{cu2,ému}$), n'est pas représentative de la température réelle dans la cuve. Ceci peut être visualisé dans le graphique de la figure 38, où, durant la journée du 03.07.2015, un brassage du produit contenu dans la cuve a été effectué.

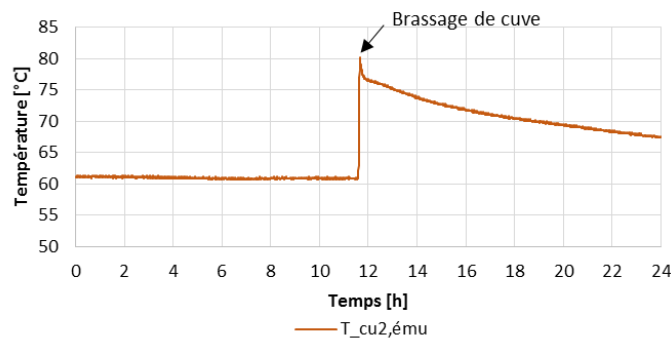


Figure 38 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit – 03.07.2015

Ce graphique montre qu'avant le brassage, la température transmise par la sonde se situait aux alentours de 60°C, et, suite au brassage, la valeur transmise est passée rapidement à 80°C. De ce fait et à cause de ce problème, il est fort probable que la sonde ($T_{cu2,ému}$) indique à la régulation une température inférieure à celle réellement effective dans la cuve d'émulsion, ainsi, le circulateur émulsion s'enclenche pensant que la température de la cuve d'émulsion est insuffisante et largement inférieure à celle de la cuve d'eau, mais, en réalité elles sont au même niveau de température. De ce fait, l'échange thermique entre ces deux cuves est fortement limité, voire inexistant. Etant donné ce faible échange thermique, la température de la cuve ne bouge pas et la demande faite par la sonde mal positionnée n'est jamais satisfaite. Ainsi, et compte tenu de la charge en cascade des deux cuves d'émulsion, la vanne de l'autre cuve (cuve 1) ne s'ouvre jamais et celle-ci ne bénéficie à aucun moment d'énergie venant de l'installation solaire. Cette sonde sera déplacée à en début d'année prochaine et les premières mesures 2016 devraient montrer un meilleur fonctionnement de ce circuit.

De plus, entre le début du mois d'août et la fin du mois de septembre 2015, un autre phénomène a entraîné l'arrêt du circuit émulsion. Pour des raisons indéterminées, la mesure du niveau dans la cuve d'eau est tombée en panne. Etant donné que la cuve d'eau n'est pas pressurisée, l'évaporation de l'eau contenue dans cette cuve a entraîné une baisse de niveau de cette cuve sans que l'exploitant ne s'en soit rendu compte. De l'air s'est ainsi infiltré dans le circuit de transfert d'énergie entre la cuve d'eau et les cuves d'émulsion bloquant progressivement la circulation du fluide caloporteur du circuit et implicitement le transfert thermique entre les deux cuves. Ceci a également entraîné une surchauffe du circulateur engendrant des dégâts au niveau des joints de celui-ci. La réparation de ce circulateur a eu lieu à la fin du mois de septembre 2015.

En plus des gros problèmes déjà mentionnés sur ce circuit, il est très vraisemblable que des phénomènes de convection naturelle avaient lieu dans le circuit d'émulsion avant que le by-pass ne soit supprimé. En effet, durant les périodes nocturnes, les sondes situées sur ce circuit affichaient des températures relativement constantes comme le montre la figure 39. S'il n'y avait aucune convection naturelle, alors une diminution de température serait observable durant les périodes nocturnes (où le débit est inexistant).

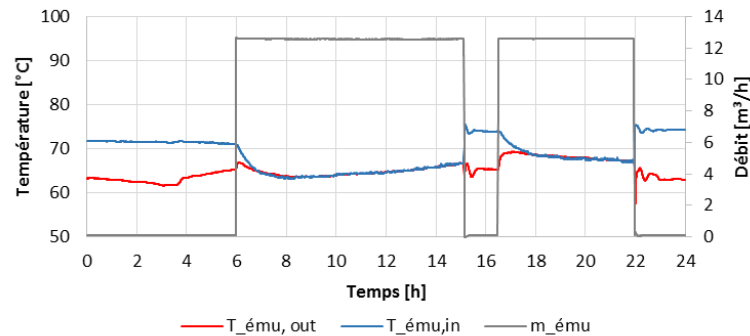


Figure 39 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit - 28.05.2015

Il est intéressant de constater que durant ces périodes où de la convection a lieu, un léger débit résiduel ($\sim 0.08 \text{ m}^3/\text{h}$) est systématiquement visible dans ce circuit, ce qui confirme ce mouvement convectif.

Après la suppression du by-pass, l'allure des températures durant la nuit correspond mieux à un phénomène de refroidissement, sans convection interne, comme l'illustre le graphique de la figure 40 :

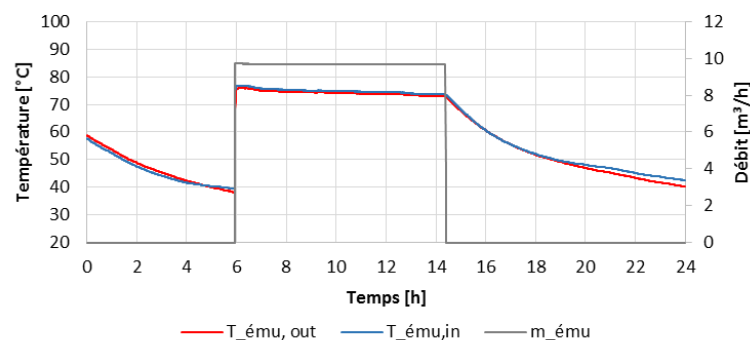


Figure 40 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit - 06.07.2015

En conclusion à ce chapitre, le graphique de la figure 73 montre l'énergie mensuelle fournie aux cuves d'émulsion via la cuve d'eau et illustre les problèmes de fonctionnement rencontrés sur ce circuit:

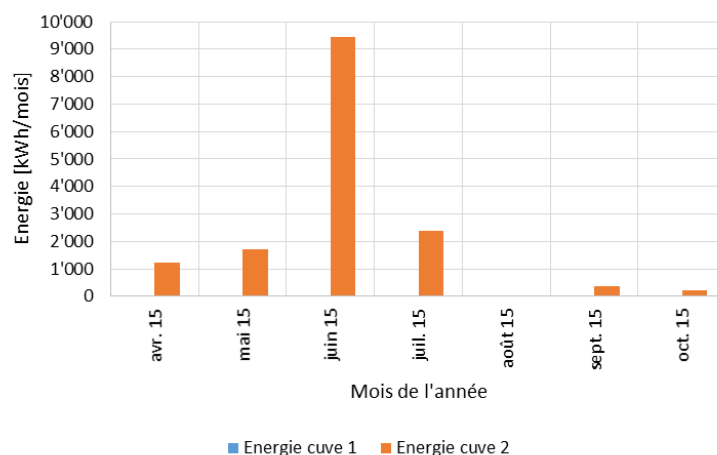


Figure 41 : Circuit émulsion – Energie mensuelle fournie aux cuves d'émulsion par la cuve d'eau

Ce graphique montre que la cuve d'émulsion 1 n'a jamais été chargée par la cuve d'eau sur toute la période analysée, ceci pour les raisons expliquées plus haut.

Le mois de juin est caractérisé par une quantité d'énergie supérieure à 9'000 kWh fournie à la cuve 2 d'émulsion, ceci malgré la présence du by-pass sur le circuit. La majorité des journées se caractérise par un long fonctionnement (entre 6h et 22h) et avec des DT compris entre 2 et 4 K entre l'aller et le retour du circuit. Cependant, ce mois de juin montre que l'énergie soutirée à la cuve d'eau pour l'émulsion est systématiquement supérieure à l'énergie apportée par le circuit solaire et par la chaudière (cf. figure 74). Ce point laisse planer un doute sur le comptage des différents flux d'énergie entrant et sortant de la cuve d'eau. Ce point a permis d'appuyer la demande du LESBAT pour le remplacement des différents compteurs d'énergie sur les différents circuits.

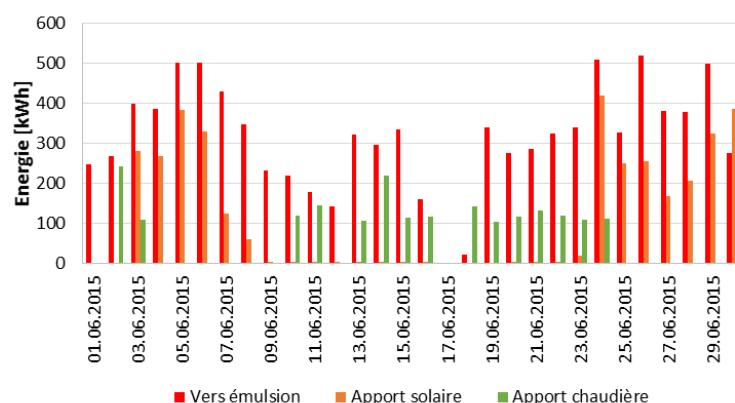


Figure 42 : Circuit émulsion – Energie quotidienne cuve – mois de juin

Le mois de juillet est caractérisé par une énergie fournie aux cuves d'émulsion nettement moindre que celle du mois de juin (2'400 kWh), à cause du problème lié à la valeur fournie par la sonde de la cuve 2. Les mois d'août, septembre et octobre ne peuvent pas être exploités à cause du problème d'air dans le circuit.

Finalement, et pour toutes les raisons décrites dans ce chapitre, l'exploitant du site a privilégié le chauffage des deux cuves d'émulsion au moyen des corps de chauffe électriques. C'est au total entre 6'000 et 7'000 kWh d'énergie électrique qui est consommée chaque mois pour le maintien de ces cuves. Des ajustements seront effectués en début d'année 2016 pour essayer de diminuer au maximum l'apport d'énergie électrique au chauffage des cuves à émulsion.

d) Circuit bâtiment

Au début de l'analyse, il a été observé qu'un débit résiduel de l'ordre de 0.1 à 0.25 m³/h circulait sur le circuit bâtiment durant la nuit et quelquefois durant la journée comme l'illustre le graphique de la figure 68. Ce petit débit, soumis à une grande différence de température engendrait une quantité d'énergie soutirée à la cuve d'eau non négligeable.

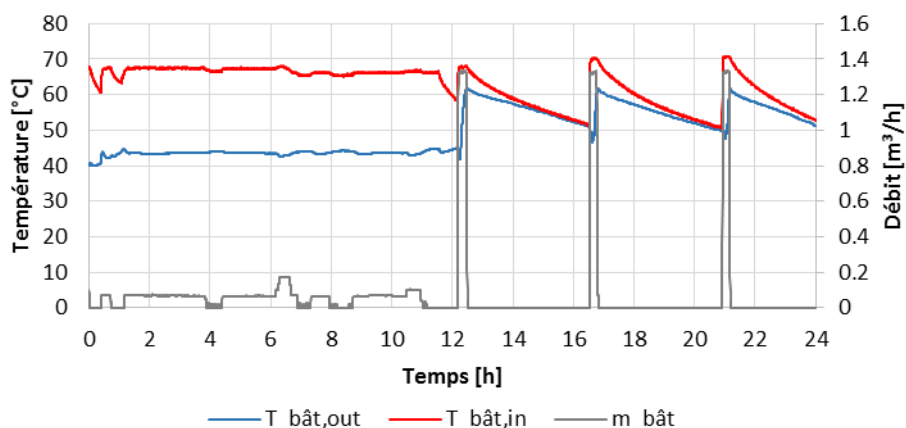


Figure 43 : Circuit bâtiment – Températures aller et retour et débit – 11.05.2015

En analysant le problème avec Colas SA, il s'est avéré que le circulateur est branché en direct sur le réseau 230 V et fonctionne en continu. Le débit étant réglé par l'intermédiaire d'une vanne à 2 voies, installée après le circulateur (régulation par les pertes de charge). Cette vanne n'était pas 100% étanche et laissait passer un petit débit même lorsque la commande donnait l'ordre d'une fermeture complète. Un serrage de cette vanne a été effectué et ce problème a été résolu. De plus, les sondes installées sur ce circuit étaient situées dans un bras mort (~60 cm), (voir figure 44), et mesuraient une température non-représentative du fluide caloporteur dans le circuit. Celles-ci ont été déplacées afin de mesurer la température du fluide en circulation.

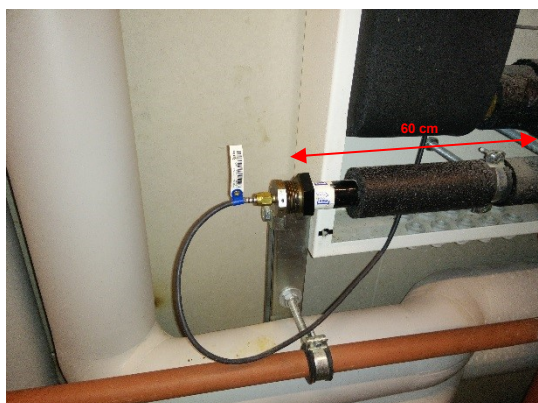


Figure 44 : Circuit bâtiment – Sondes de température située dans le bras mort de la sous-station

Fonctionnement du circuit bâtiment

Pour rappel, une vanne mélangeuse a été installée sur le circuit bâtiment pour limiter la température de départ de chauffage (voir chapitre **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Depuis le 7 juillet 2015, la sonde de température départ vers le bâtiment ($T_{bât,in}$) présente un fonctionnement particulier. En effet, lorsqu'un débit est observé, une fluctuation de plusieurs degrés est visible comme le montre le graphique de la figure 45 :

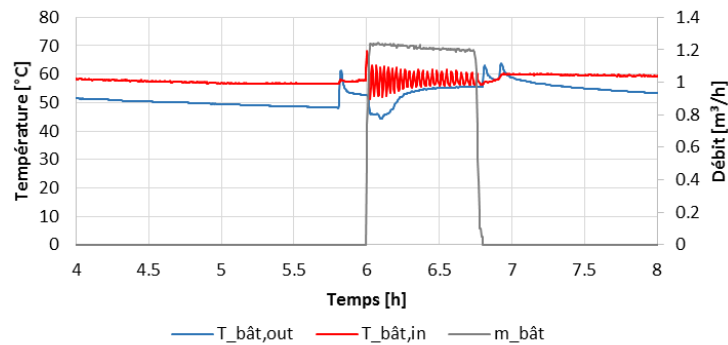
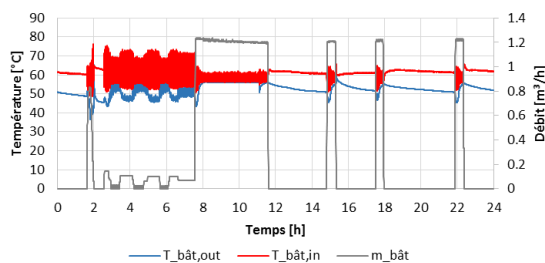
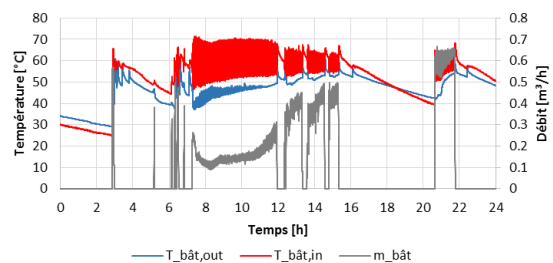


Figure 45 : Circuit bâtiment – Températures aller et retour et débit – 09.07.2015

La situation sur ce circuit est devenue de plus en plus particulière au fil des mesures. En effet, certains jours présentent des fonctionnements étranges comme le montre les graphiques de la figure suivante :



Circuit bâtiment – 31.07.2015



Circuit bâtiment – 10.08.2015

Figure 46 : Circuit bâtiment – Evolution du circuit bâtiment le 31.07 et le 10.08.2015

Il s'avère que ce fonctionnement particulier est lié à la vanne à 3 voies installée pour limiter la température de départ vers le bâtiment à 70°C. Une optimisation de ce circuit est envisagée pour le début d'année 2016.

e) **Circuit solaire**

Les premiers mois de fonctionnement de l'installation solaire en 2015 sont caractérisés par un fonctionnement aléatoire du circuit solaire. Le graphique de la figure 52 montre un fonctionnement typique de l'installation durant les mois d'avril et de mai 2015 :

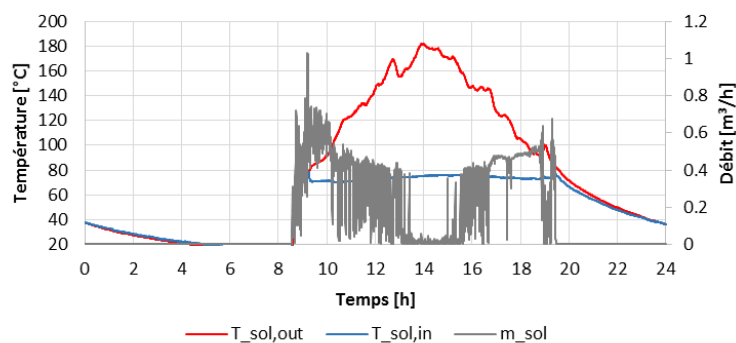


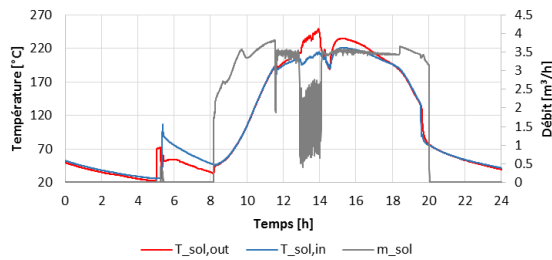
Figure 47 : Circuit solaire – Températures aller et retour et débit – 12.05.2015

Durant ces jours de fonctionnement, le débit solaire est faible et très fluctuant. Ce petit débit engendre une très grande différence de température entre l'entrée et la sortie du champ de capteurs et donc une

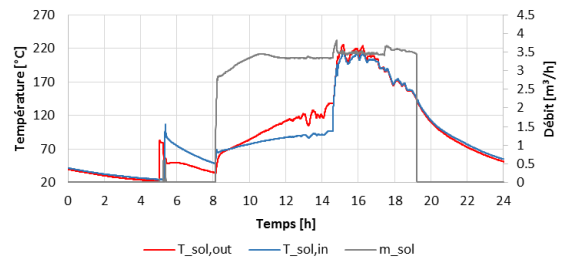
température moyenne du champ de capteurs élevée. Ceci réduit de façon considérable l'efficacité des capteurs solaires. Les fluctuations de débit sont caractéristiques de présence d'air dans le système.

Pour pallier à ce problème, une purge de l'installation solaire a été mise en place. Celle-ci consiste à envoyer du débit via le circulateur du circuit chaudière à travers l'installation solaire et à travers la cuve bitume, ceci durant 20 minutes tous les matins à 5h00. Il était prévu de faire ce dégazage sur quelques jours, mais, finalement, l'exploitant a laissé ce fonctionnement sur toute la fin de la saison.

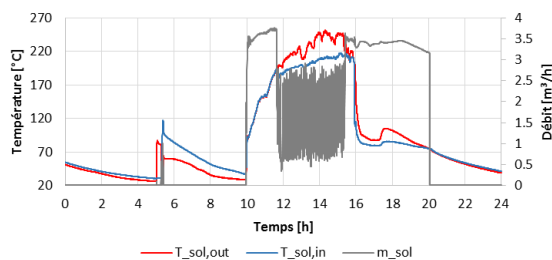
Ces modifications ont permis de faire fonctionner l'installation solaire d'une façon plus satisfaisante, cependant, l'analyse du mois de juillet montre qu'à un jour de fonctionnement correct succède un jour de fonctionnement présentant de fortes fluctuations de débit comme le montre la succession de jours illustrés dans la figure 48 :



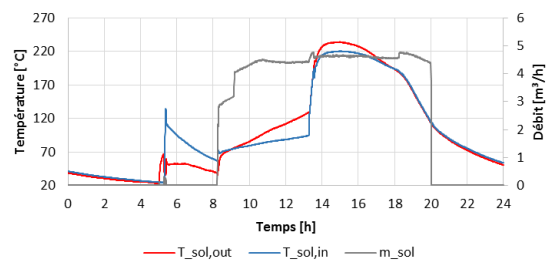
Circuit solaire – 11.07.2015



Circuit solaire – 12.07.2015



Circuit solaire – 13.07.2015



Circuit solaire – 14.07.2015

Figure 48 : Circuit solaire – Températures aller et retour et débit – du 11.07 au 14.07.2015

Ce fonctionnement variable se répète durant le mois d'août et de septembre, avec, une plus faible fréquence de jours où l'installation solaire présente des fluctuations de débit. Ainsi, la purge quotidienne améliore le fonctionnement du circuit solaire, mais ne permet pas toujours d'évacuer tout l'air contenu dans l'installation et ne résout pas la cause du problème. Lors de la mise en service du pyranomètre, le LESBAT a observé une tache d'huile sous le champ de capteurs. Ceci indique que le circuit et/ou un ou plusieurs capteurs solaires présentent des fuites et que de l'air peut s'infiltrer dans l'installation. Suite à ces constatations, Colas SA a effectué des investigations et a trouvé trois raccords défectueux sur le champ solaire. SRB Energy a été sollicité pour résoudre ce problème, qui, au moment de la rédaction de ce rapport n'est toujours pas résolu.

Un autre dysfonctionnement a été observé sur la régulation du circuit solaire. En effet, le circulateur était réglé pour fonctionner à vitesse variable, ceci afin de garder une différence de température constante entre la température de départ et de retour du champ solaire. Il s'est avéré que cette régulation fonctionnait à l'envers et que le débit diminuait lorsque la différence de température devenait importante et vice-versa comme le montre la figure 49.

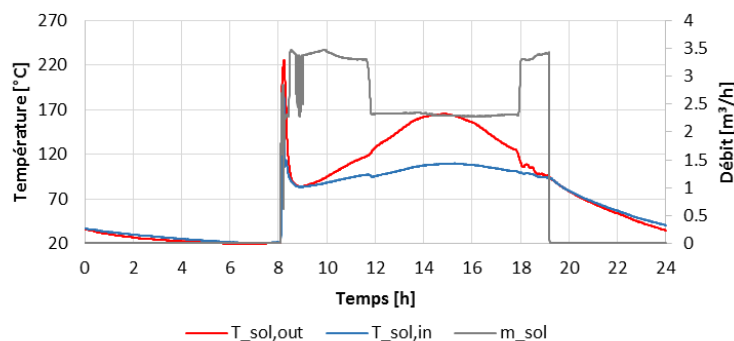


Figure 49 : Circuit solaire – Températures aller et retour et débit – 05.06.2015

Ce graphique montre une diminution de débit entre 12h et 18h, alors qu'en théorie ce débit aurait dû être augmenté afin de maintenir une différence de température constante sur la journée. Suite à l'observation de ces dysfonctionnements, le LESBAT a recommandé à l'exploitant de régler la consigne du circulateur solaire à 100% de sa puissance, cette modification a été faite le 2 juillet 2015.

5.4.3 Discussion

L'ensemble des points soulevés dans les chapitres précédent montrent que le fonctionnement de l'installation solaire installée sur le site de Pittet-Châtelan n'était pas optimal.

Il s'est avéré donc indispensable d'effectuer d'importantes modifications hydrauliques et de revoir l'algorithme de régulation, afin d'améliorer les performances du système.

Par ailleurs, le problème de circulation du fluide hydraulique entre la réserve d'huile de la chaudière à accumulation et le champ solaire est doublement péjorant pour le système. D'un côté, l'énergie solaire n'est pas utilisée pour le chauffage du bitume, et de l'autre côté, du gaz est consommé pour dissiper de l'énergie dans l'environnement à travers les capteurs solaires. Ainsi, l'ajout de cette installation solaire au système de chauffage de Pittet-Châtelan a potentiellement augmenté la consommation de gaz naturel du site, alors que le but était, au contraire, d'économiser une grande partie de la consommation de gaz.

Plusieurs améliorations ont dès lors été proposées par le LESBAT afin d'optimiser le système dans son ensemble et réalisés en début d'année 2015 par l'entreprise MRI, mandaté par COLAS Suisse et avec le support de l'OFEN :

- Révision de l'algorithme de régulation complet afin de mieux gérer les flux d'énergies dans l'installation ;
- Révision du circuit hydraulique pour que chaque circuit soit isolé lors de son utilisation afin de garantir l'utilisation de l'énergie thermique aux endroits adéquats. Les différents circuits hydrauliques à prévoir correspondent aux différents modes de chauffage possibles des cuves à savoir :
 - Un circuit pour le chauffage de la cuve d'eau par les capteurs solaires ;
 - Un circuit pour le chauffage des cuves de bitume par les capteurs solaires ;
 - Un circuit pour le chauffage des tuyaux de dépotage/remplissage par les capteurs solaires ;
 - Un circuit pour l'échange de chaleur entre les cuves de bitume et la cuve remplie d'eau ;
 - Un circuit pour le chauffage de la cuve d'eau par la chaudière ;
 - Un circuit pour le chauffage des cuves de bitume par la chaudière ;
 - Un circuit pour le chauffage des tuyaux de dépotage/remplissage par la chaudière.
- Utilisation de l'énergie solaire en direct en été pour les besoins en ECS du bâtiment et si cela n'est pas réalisable, utilisation d'un chauffage auxiliaire autonome (pas de contact avec la cuve d'eau, d'où diminution des pertes thermiques de la cuve).
- Une meilleure isolation des cuves de stockage
- Adaptation des débits au fonctionnement solaire

5.5 Analyse des résultats

Ce chapitre a pour but l'évaluation des performances de l'installation et présente un bref descriptif du fonctionnement rencontré sur chaque circuit. Au vue des problèmes rencontrés les premières années de fonctionnement et des changements effectués au fur et à mesure, cette section présente des résultats à partir du **01 avril 2015** jusqu'au **31 mai 2018**. Pendant cette période, il n'y a plus eu des changements majeurs de l'installation et donc ceci permet d'évaluer l'évolution des différents composants dans le temps.

5.5.1 Production d'énergie

La première analyse de ce chapitre présente les différents flux d'énergies en jeu mesurés sur l'installation. Le graphique de la figure 50 présente les énergies utiles mensuelles fournies par la chaudière et l'installation solaire ainsi que les énergies électriques consommées par les cuves d'émulsion durant la période considérée :



Figure 50 : Consommation d'énergie utile du site de Pittet-Chatelan

Ce graphique synthétise une grande partie des informations déjà mentionnées dans les chapitres précédents. La part principale d'énergie consommée par le site de Pittet-Chatelan provient la chaudière à gaz. L'énergie solaire atteint 8% de la consommation globale de l'énergie pour les années 2015, 2016 et 2018 et 13% en 2017. Le chauffage des cuves d'émulsion par l'installation solaire permettrait d'augmenter la production de l'installation solaire et de diminuer la consommation d'électricité du site (cf. chapitre 6). Cependant nous pouvons observer qu'à partir de l'année 2017, il n'y a pas d'énergie utilisée pour ces cuves car Colas a pris la décision d'arrêter le stockage des émulsions sur ce site à cause des différents problèmes rencontrés sur ces cuves de stockage.

Sur la période de mesures, l'énergie électrique consommée par l'ensemble des circulateurs de l'installation représente une quantité d'énergie électrique proche de l'énergie solaire fournie par l'installation. Ce poste de consommation lié aux circulateurs est important. Des améliorations peuvent certainement être effectuées pour ces circulateurs dans le but de diminuer cette consommation.

On peut également observer une diminution globale de la consommation énergétique au fur des années, mais ceci est essentiellement lié à la diminution des activités de ce site industriel. La Figure 50 montre la quantité de bitume introduit et extrait de la cuve de bitume mensuellement. La quantité de bitume déchargée de la cuve diminue de 601 tonnes en 2015 à 333 tonnes en 2017. En 2018 on peut observer une très faible quantité de bitume chargée en mai. Etant donné que les émulsions sont également arrêtés depuis 2017, on peut considérer que Colas n'a pas eu d'activité de construction de routes jusqu'en juin 2018.



Figure 51 : Consommation d'énergie utile du site de Pittet-Chatelan - 2016

5.5.2 Installation solaire et champ de capteurs

Le circuit solaire a fonctionné durant les premiers mois de l'année comme en 2015, avec des problèmes de fuites et d'air dans le circuit. En mai 2016, l'exploitant a procédé aux modifications du circuit. Dès lors, et mise à part quelques jours particuliers, le fonctionnement hydraulique de ce circuit est bon.

La figure 52 montre une journée de fonctionnement typique de l'installation solaire, à gauche lorsqu'elle charge la cuve bitume et à droite lorsqu'elle charge la cuve eau :

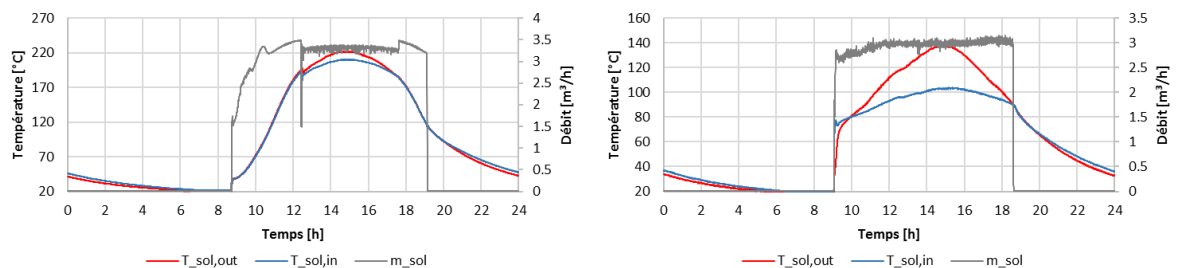


Figure 52 : Circuit solaire – Températures aller et retour et débit – à gauche 25.08.2016 (cuve bitume); à droite 09.09.2016 (cuve eau)

Ce graphique illustre la différence de niveau de température liée aux deux consommateurs, 210-220°C pour le bitume et 110 °C pour la cuve eau. De plus, la différence de température entre l'aller et le retour selon le consommateur est nette.

Dans le cas de la journée du 25.08, la montée en température du capteur (bouclage) entre 8h30 et 12h se distingue clairement alors que pour le 09.09, le capteur produit très rapidement de l'énergie utile au consommateur.

En introduction à l'analyse de la production d'énergie du champ de capteur, la figure 53 montre l'évolution des conditions météorologiques durant la période analysée :

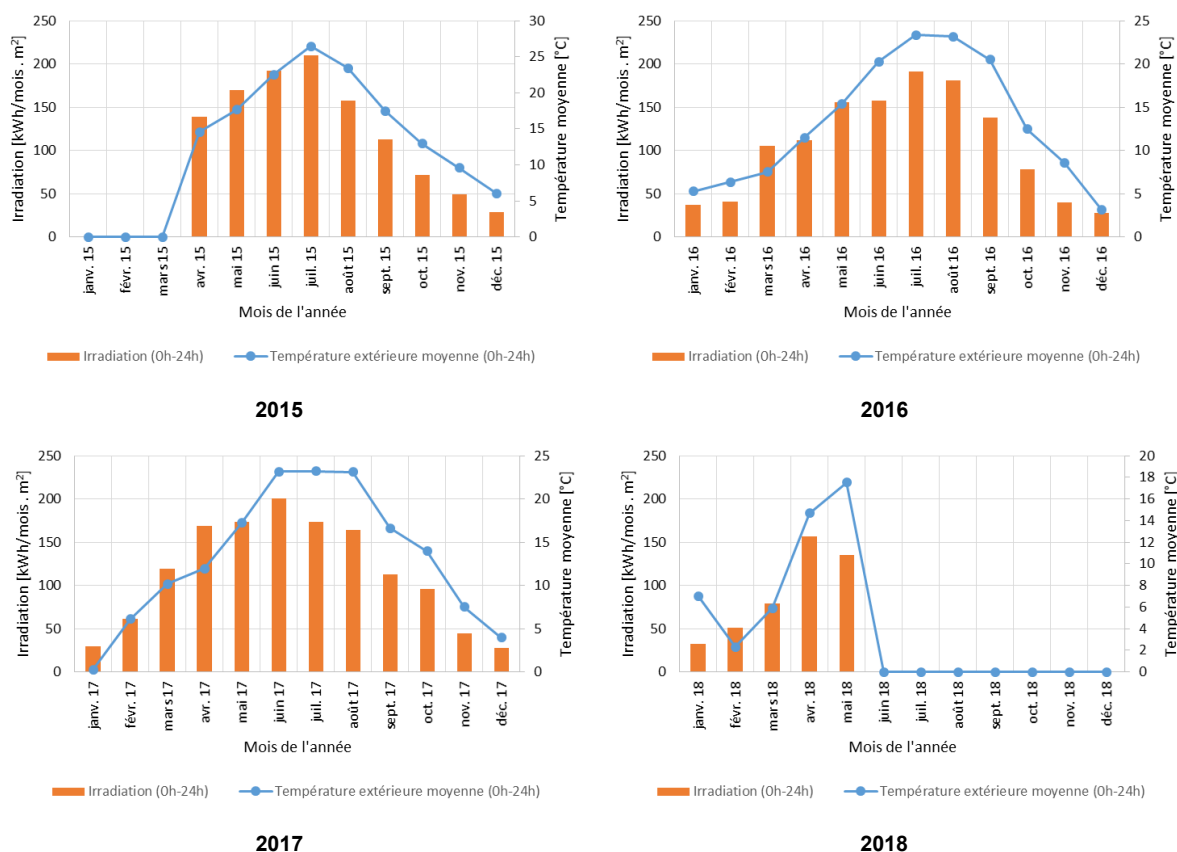
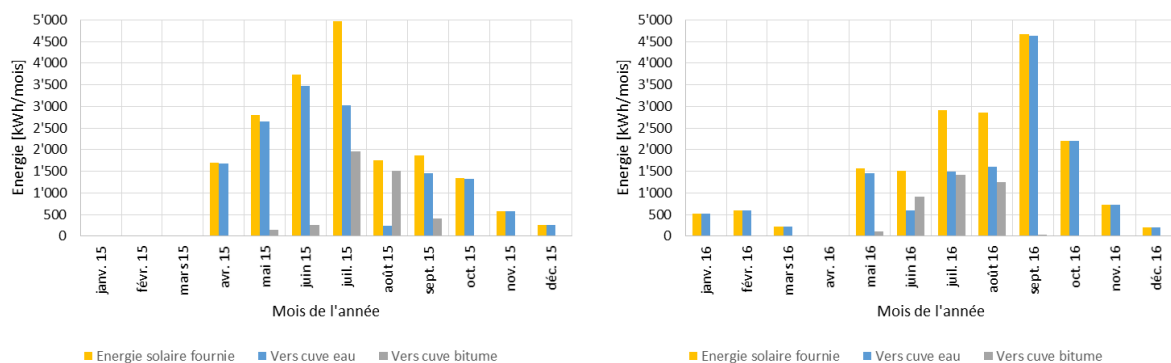


Figure 53 : Irradiation mensuelle et température extérieure moyenne

On peut observer que l'ensoleillement observé à Yverdon-les-Bains sont relativement similaires d'une année à l'autre avec une moyenne se situant entre 150 et 200 kWh/m² pendant les mois d'été (avril-août) et descendant à moins de 50 kWh/m² en plein hiver (novembre-février). Les températures moyennes extérieures sont un peu plus variables, mais une tendance claire peut être observée avec une montée progressive depuis le début de l'année jusqu'au juillet et une descente après ce mois.

La figure 54 montre la production solaire mensuelle et la répartition vers les deux cuves durant l'année 2016.



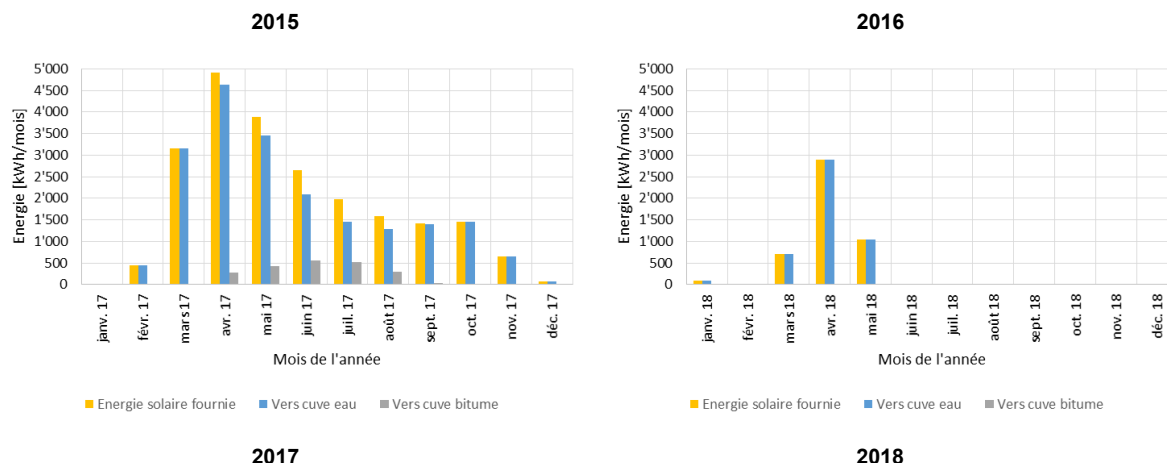


Figure 54 : Production solaire mensuelle et répartition vers les consommateurs (cuve d'eau et cuve bitume)

Globalement on peut voir que, malgré un ensoleillement relativement similaire entre les différentes années de fonctionnement, la production solaire ne suit pas vraiment la courbe de l'ensoleillement. Ceci met en évidence l'influence capitale du consommateur sur la productivité des capteurs solaires thermiques. Des pannes sur la cuve eau (août 2015) ou sur toute l'installation (avril 2016) réduisent drastiquement la productivité des capteurs solaires. Environ 20.000 kWh sont fournis aux deux cuves pendant les premières trois années étudiées et moins de 5000 kWh en 2018. Cette énergie est très majoritairement envoyée à la cuve eau (84%).

Pendant l'année 2018, toute l'énergie solaire est délivrée à la cuve eau car l'activité de Colas n'a pas commencé avant le mois du juin.

Depuis le début d'année 2017, toute l'énergie délivrée à la cuve eau est utilisée par le bâtiment car Colas a pris la décision d'arrêter le stockage des émulsions sur ce site, cf chapitre 5.5.1.

Durant les mois de juillet et d'août 2016, l'énergie fournie par les capteurs se répartit équitablement entre la charge de la cuve eau et la charge de la cuve bitume. Ceci est dû au fait que pendant ces mois, il y a eu très peu de demande d'énergie pour les émulsions, qui ont été majoritairement chauffées électriquement. Ce mode de fonctionnement n'est pas optimal, car les capteurs auraient pu fournir beaucoup plus d'énergie, à basse température, avec un degré d'efficacité élevé. Ainsi, la régulation du chauffage des émulsions nécessite d'être revue par l'exploitant. En septembre et octobre, ce point a été corrigé et la totalité de l'énergie solaire a été envoyée vers la cuve eau.

Depuis septembre 2016, l'utilisation de la cuve eau pour le chauffage de l'émulsion a augmenté la demande de la cuve eau, et de fait a permis à l'installation solaire de fonctionner essentiellement pour la charge de cette cuve, la production d'énergie du champ solaire s'en trouvant nettement améliorée (4'640 kWh). Il est à signaler que durant les mois de juillet et août, la cuve eau a été maintenue en température uniquement grâce à l'énergie solaire.

Les graphiques de la figure 55 donnent la fraction solaire mensuelle de l'installation pendant l'année de fonctionnement 2016. Cette fraction correspond au rapport entre l'énergie solaire produite divisée par la somme des énergies fournies aux cuves comme mentionné dans l'équation suivante :

$$F_s = \frac{E_{sol}}{E_{sol} + E_{ch}}$$

(5.7)

Avec :

F_s

Fraction solaire

[%]

E_{sol}

Energie solaire fournie par les capteurs

[kWh]

E_{ch}

Energie chaudière fournie à l'installation

[kWh]

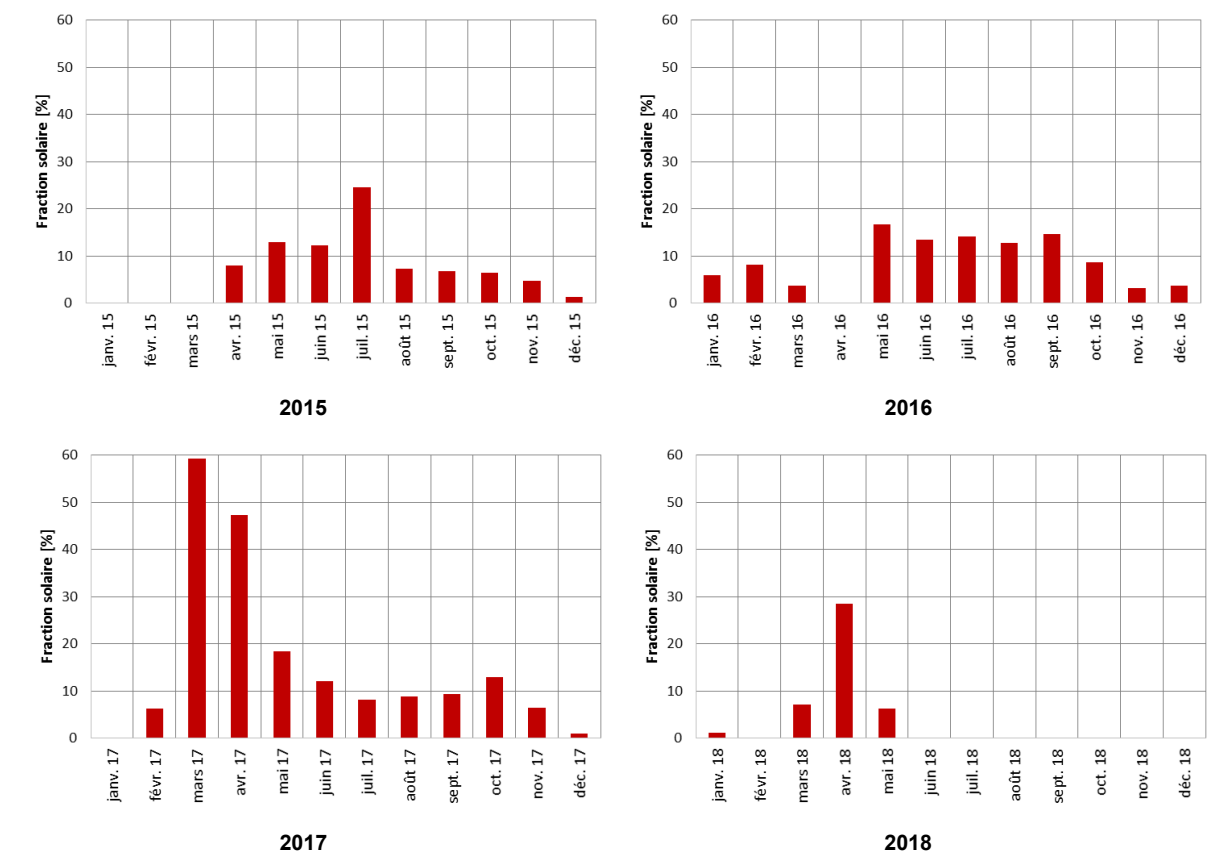


Figure 55 : Fraction solaire de l'installation

Contrairement à l'année 2015 où un grand nombre de problèmes pénalisaient la production solaire (fuites, air), en 2016 cette installation a fonctionné d'une manière correcte dès le mois de juin. Les fractions solaires observées sont plus élevées que celles de l'année dernière qui se situaient entre 5 et 10 % en moyenne mensuelle. Cette fraction est d'autant plus élevée lorsque le système charge principalement la cuve eau (typiquement durant les mois de mai et de septembre). Cette fraction augmente encore en 2017 notamment à cause du fait que les émulsions ne sont plus utilisées sur le site ce qui diminue la consommation énergétique globale du système. Les mois de mars et avril 2017 présentent une grande fraction solaire parce que le seul consommateur énergétique pendant cette période est le bâtiment et l'installation solaire arrive à couvrir 100% des besoins pendant de nobreux jours durant cette période. Les mêmes conclusions sont valables pour l'année 2018. L'analyse quotidienne montre un nombre limité de jours où la fraction solaire est supérieure à 60%, ces jours correspondent à des jours durant lesquels la chaudière ne fonctionne que très peu. L'objectif initial visé par Colas Suisse SA (fraction solaire de 60%) n'a pas été atteint durant la période de mesures 2016 et ne va probablement pas être atteinte par la suite. En effet, lors de la fixation de cet objectif, la consommation d'énergie engendrée par le maintien en température des émulsions n'avait

pas été prise en compte et l'énergie nécessaire au maintien du circuit dépotage (cf. chapitre 5.5.3) a été largement sous-estimée.

Les graphiques suivants montrent le coefficient de performance (COP) solaire obtenu sur l'installation. Ce coefficient de performance met en rapport l'énergie solaire fournie par l'installation à l'énergie électrique consommée par le circulateur comme le montre l'équation suivante :

$$COP_{sol} = \frac{E_{sol}}{E_{ci,sol}} \quad (5.8)$$

Avec :

COP_{sol} Coefficient de performance solaire

E_{sol} Energie solaire fournie par les capteurs

$E_{ci,sol}$ Energie électrique consommée par le circulateur solaire

[-]

[kWh]

[kWh]

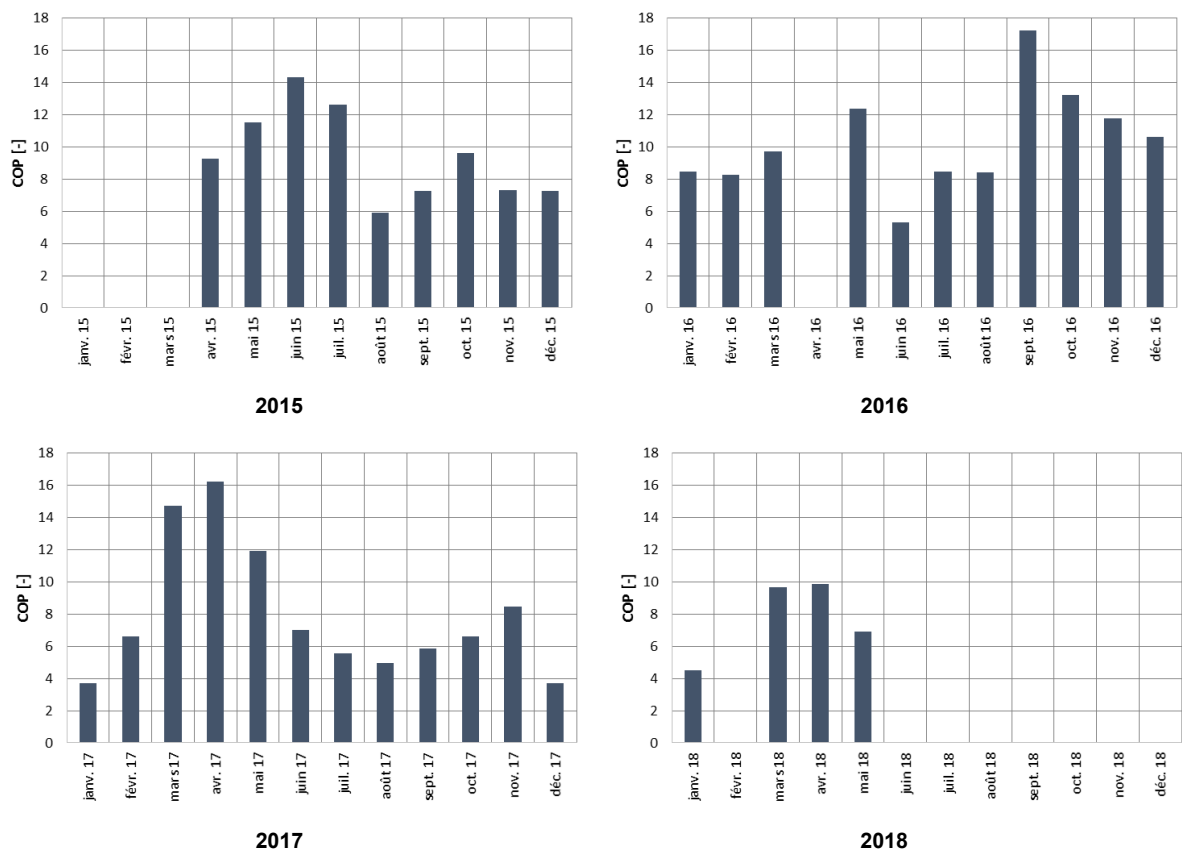


Figure 56 : COP solaire

Les valeurs de COP_{sol} obtenues sont relativement faibles comparées à des installations solaires thermiques conventionnelles. En effet, dans une installation solaire, il est courant d'atteindre des valeurs de COP_{sol} comprises entre 20 et 50. Les faibles valeurs obtenues s'expliquent –en partie- par la consommation d'énergie électrique du circulateur lorsque le système est en mode "bouclage", mode souvent observé avant que les capteurs chargent la cuve bitume. Pour rappel, le circulateur de l'installation solaire s'enclenche dès que l'irradiance atteint 300 W/m². Une vanne de by-pass permet au fluide caloporteur contenu dans l'installation de tourner en boucle afin de monter en température jusqu'à atteindre un niveau permettant d'être injecté dans les cuves (eau ou bitume). Cette période où le fluide tourne uniquement dans les capteurs est appelée "bouclage". Sur la période de mesures considérée, c'est ~30% de la consommation électrique totale du circulateur qui a été consommée uniquement pour ces périodes de bouclages (cf. figure 57), ce qui représente une énergie d'environ 500 kWh sur une saison. En 2018, il semblerait que la stratégie de régulation ait changé pour ne plus faire de mode « bouclage », mais aucune information n'a été transmise par Colas à ce sujet.

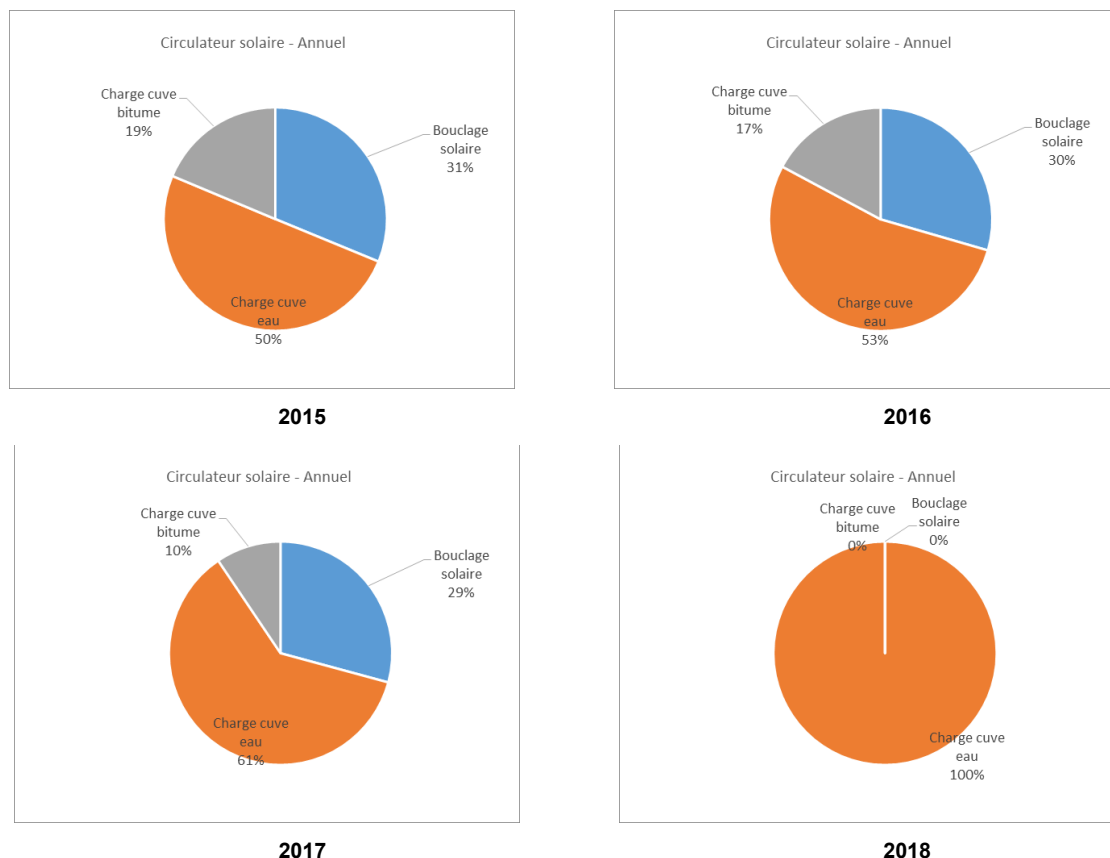
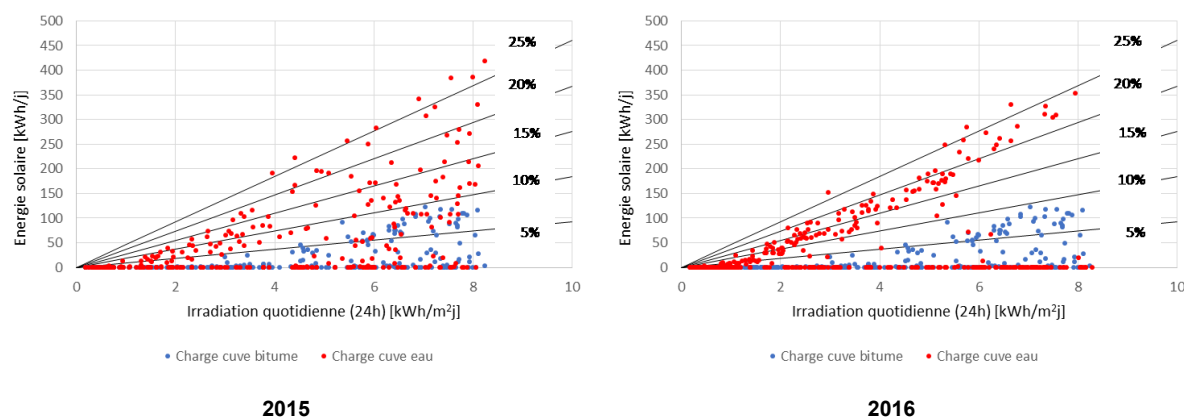


Figure 57 : Circulateur solaire – Répartition de la consommation électrique

La dernière analyse présentée dans le cadre de l'installation solaire concerne le rendement des capteurs solaires du champ. Le premier graphique (figure 58) permet de visualiser l'évolution de l'énergie solaire fournie par le champ des capteurs en fonction de l'irradiation quotidienne reçue par les capteurs, ceci durant la période de mesure. Une différenciation est faite selon que l'installation solaire charge la cuve d'eau (points rouges) ou charge la cuve bitume (points bleus). Notons encore que l'irradiation quotidienne correspond à l'irradiation reçue durant toute la journée sur le champ des capteurs.



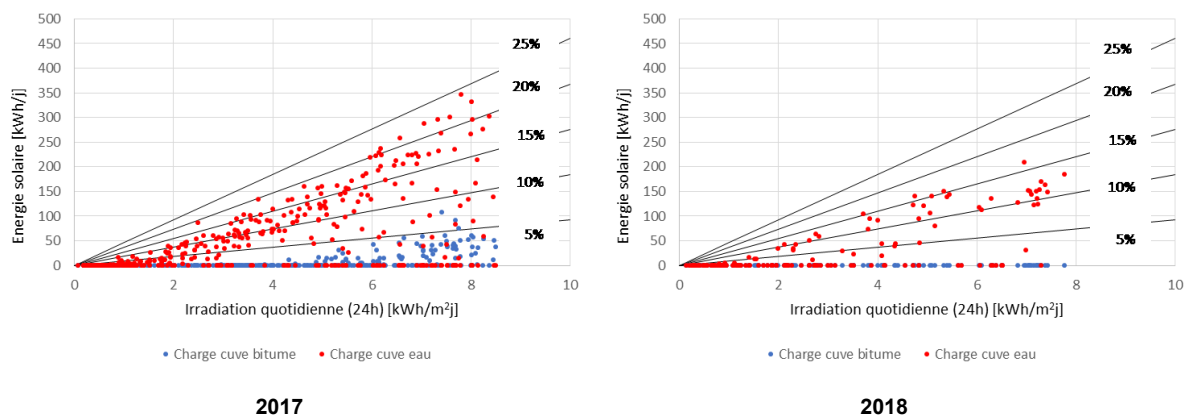


Figure 58 : Energie solaire fournie en fonction de l'irradiation quotidienne et selon le type de cuve chargée

Ce graphique permet de mettre en évidence encore une fois la différence de rendement liée aux niveaux de température. Lorsque la cuve bitume est chargée, le niveau de température est plus élevé que lorsque la cuve d'eau est chargée et le rendement du champ de capteur se situe autour des 5% (points bleus). Par contre, des rendements entre 20 et 25% sont visibles lorsque la cuve d'eau est chargée.

Les points avec une efficacité de 0% correspondent à des journées où le circulateur a fonctionné uniquement en mode "bouclage" ou n'a pas fonctionné car la température des capteurs n'était pas suffisante pour charger les cuves.

Il est également visible sur cette figure une baisse des rendements des capteurs dans le temps. Si en 2015 et 2016 on dépassait parfois 25% de rendement journalier en chargeant la cuve d'eau et environ 10% en chargeant la cuve bitume, à partir de 2017 on peut observer que les rendements se situent plutôt vers 20% à basse température et 5% à haute température. Ceci est très probablement dû à une diminution du vide à l'intérieur des capteurs, rendant leur isolation moins efficace.

Les mesures de l'efficacité du champ des capteurs thermiques ont montré une différence importante par rapport aux mesures effectuées lors de la certification du capteur. Les différences observées (~15%) pour l'efficacité optique et des basses températures de fonctionnement peuvent être expliquées par les pertes thermiques dans les tuyauteries entre les capteurs et l'accumulation des poussières sur la surface vitrée et les miroirs des capteurs (cf. figure 59). Les éventuelles pertes de pression du système mentionnées dans le rapport annuel 2015 [2] peuvent également contribuer à ces différences.



Figure 59 : Image rapprochée d'un capteur thermique effectuée en juillet 2016. Dépôts poussiéreux sur la surface vitrée du capteur.

Toutefois, les différences les plus grandes entre les performances mesurées et les performances théoriques (plus de 50%) sont observées lorsque la température de fonctionnement des capteurs dépasse les 200°C (cf. figure 60). En plus des explications présentées plus haut, il est présumé que

l'extrapolation des résultats faite lors de la certification n'est pas très précise (certification faite jusqu'à 100°C uniquement et avec de l'eau comme fluide caloporteur).

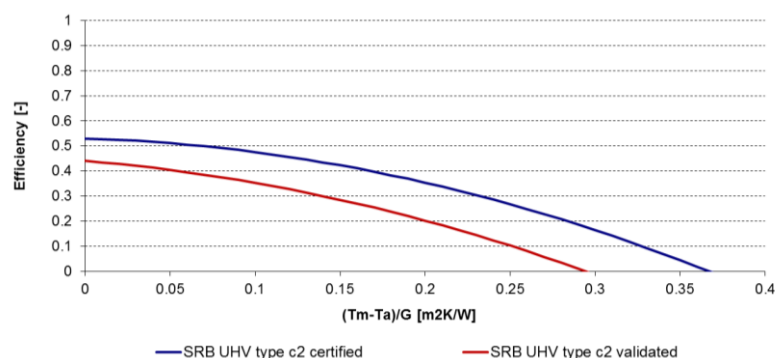


Figure 60 : Efficacités mesurée et certifiée du capteur SRB type C2

Pour conclure, la Figure 61 donne la production solaire de chaque année et la répartition selon la cuve de stockage vers laquelle cette énergie est livrée. Le maximum est atteint en 2017 avec 22804 kWh ce qui amène à une production de 124 kWh/m²a. Ce résultat n'est pas satisfaisant, d'autant plus que 88% de l'énergie est délivrée à la cuve eau, à plus basse température, mais c'est le résultat de différentes difficultés présentées dans ce chapitre.

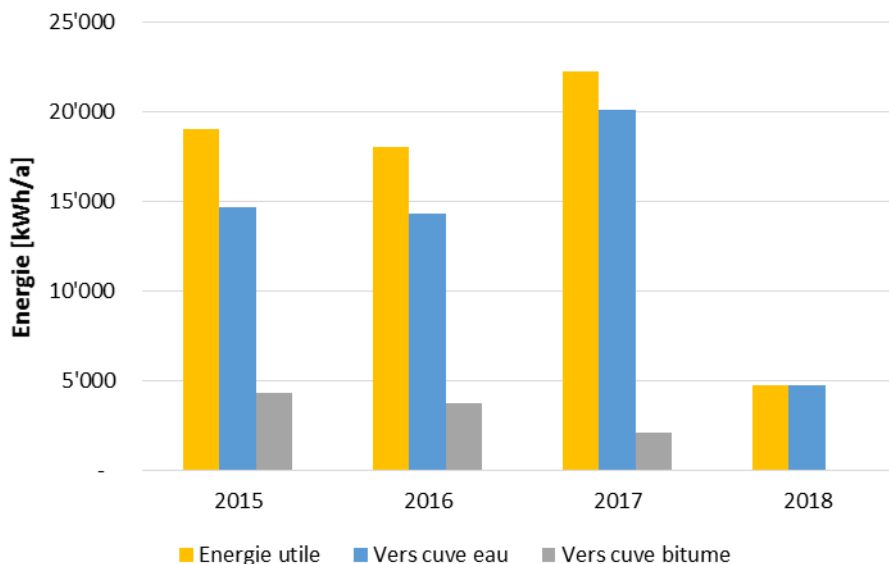


Figure 61 : Production solaire annuelle

5.5.3 Circuit chaudière à gaz

L'énergie fournie par la chaudière à l'installation est calculée au moyen du débitmètre et des sondes de températures installées à l'entrée et la sortie de la chaudière. De plus, Colas Suisse SA a mis à disposition du LESBAT la consommation quotidienne de gaz du site de Pittet-Chatelan. La chaudière étant le seul consommateur de gaz du site, il est possible de définir son rendement.

Le graphique de la figure 62 montre les rendements quotidiens obtenus sur la période de mesures de l'année 2016. C'est cette année qui est choisie comme référence car pendant cette période différents changements ont été effectués afin d'améliorer cette mesure. Trois couleurs de points permettent de différencier les jours où l'installation était semblable à celle de 2015 (points gris), après déplacement du débitmètre (points verts) et après remplacement des sondes de température (points oranges). Le rendement est défini sur le pouvoir calorifique supérieur du gaz :

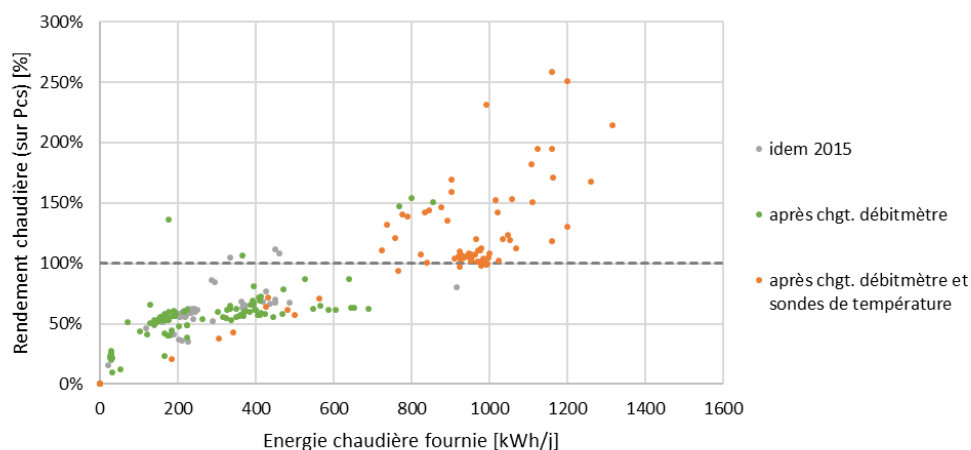


Figure 62 : Chaudière – Rendement quotidien de la chaudière 2016

Tout comme en 2015, les rendements quotidiens obtenus ne peuvent pas refléter la réalité. Pire encore, les points oranges devraient correspondre aux points les plus fiables étant donné qu'ils correspondent à la période où le débitmètre a été déplacé et où les sondes de température ont été changées. Les valeurs obtenues dépassent celles obtenues en 2015...

Suite à ces valeurs, plusieurs jours ont été analysés en détail. Cette analyse a permis de ressortir deux points :

- Sur certains jours, il arrive que le circulateur du circuit chaudière fonctionne mais que toutes les vannes des circuits qu'il alimente soient fermées. Durant ces périodes, le débitmètre affiche un débit et de l'énergie est comptabilisée. Cette situation a été reproduite sur le site. Il s'avère que l'observation des températures va dans le sens d'un arrêt de débit.
- Lorsque l'installation fonctionne uniquement pour le maintien en température du circuit dépotage, le débit affiché par le débitmètre chute à des valeurs situées aux alentours de 10 m³/h. Compte tenu des observations faites au moyen du débitmètre à ultrason, il se pourrait que durant ces périodes la valeur de débit ne soit pas représentative de la valeur réelle.

Typiquement, la journée du 16 août 2016 illustre ces deux phénomènes et est présentée dans le graphique de la figure 63 :

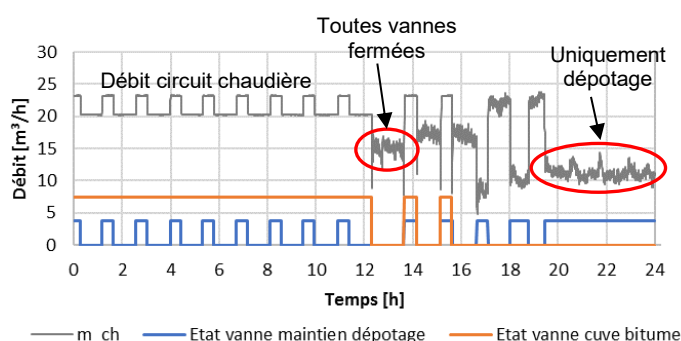


Figure 63 : Circuit chaudière : Etat des vannes et du débit - 16.08.2016

Afin d'évaluer l'influence de ces périodes particulières, l'outil d'exploitation a été adapté et considère :

- Aucune énergie fournie par la chaudière lorsque toutes les vannes sont fermées (débit=0 m³/h)
- Considération de l'énergie fournie par la chaudière égale aux déperditions du circuit de dépotage et non au bilan calculé au moyen du débitmètre.

Ces deux hypothèses se basent sur le fait que la valeur du débit serait correcte à 20–25 m³/h et fausse en dessous, il est difficile de justifier ce point scientifiquement avec les moyens à disposition. Toutefois,

le graphique de la figure 64 montre l'évolution du rendement de la chaudière durant la période considérée en intégrant les deux hypothèses ci-dessus :

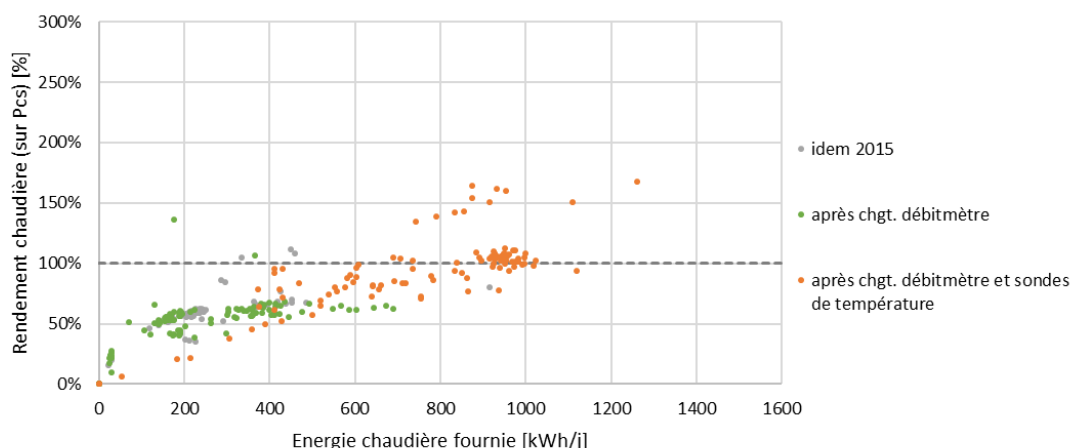


Figure 64 : Chaudière – Rendement quotidien de la chaudière en 2016 – avec correction

Avec ces hypothèses, les valeurs de rendement tendent vers des valeurs plus raisonnables mais dépassent toujours les 100% pour un assez grand nombre de jours.

Il est très difficile de retirer des explications cohérentes par rapport à ce rendement. Une autre hypothèse pourrait se situer au niveau de l'évaluation de l'énergie du circuit de dépotage. En effet, l'énergie de maintien est très élevée et les calculs des pertes thermiques de tout ce circuit sont définis uniquement avec une sonde de température.

Compte tenu de l'ensemble des analyses de ce chapitre, force est de constater que la valeur de rendement de la chaudière à gaz telle que définie dans ce rapport ne donne pas satisfaction.

Pour la suite, deux options doivent être envisagées. La première consisterait à effectuer une mesure du rendement en se basant sur des tests de combustion. La seconde consiste à se pencher sur les valeurs de gaz fournies par l'exploitant. En effet, il existe encore la possibilité que la valeur de gaz transmise par l'exploitant au LESBAT soit trop faible. A ce jour, notre mandat ne permet pas d'élucider d'une manière plus cohérente ce problème.

Dans ce rapport, les valeurs d'énergie chaudière utilisées correspondent à celles présentées dans la figure 64 (valeurs corrigées selon la méthode présentée plus haut).

Le graphique de la figure 65 présente les différentes énergies fournies par la chaudière aux différents consommateurs du circuit (cuve d'eau, cuve bitume, maintien dépotage et dégazage solaire⁴) et le bilan résultant de la différence entre l'énergie fournie et les énergies consommées.

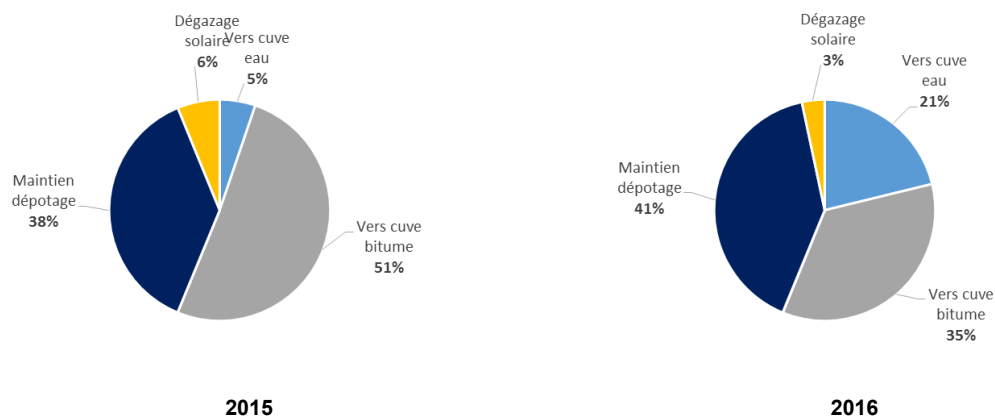
⁴ Pour rappel, durant l'année 2015, l'exploitant effectuait un dégazage quotidien. Celui-ci consistait à mettre en contact le circuit chaudière et le circuit solaire et de profiter de la puissance du circulateur chaudière pour évacuer l'air contenu dans le circuit solaire. Ce dégazage s'est poursuivi jusqu'à la fin du mois de juillet 2016.



Figure 65 : Circuit chaudière – Répartition mensuelle de l'énergie chaudière aux différents consommateurs

Ce graphique montre assez clairement les différences de fonctionnement de l'installation. Jusqu'en mai, l'énergie fournie par la chaudière contribue essentiellement au chauffage de la cuve eau en vue du chauffage du bâtiment. Un peu d'énergie a contribué au dégazage quotidien des capteurs solaires. Cette fonction a été supprimée dès le début du mois de juillet. Dès le mois de mai et la mise en fonction de la partie industrielle du site, l'énergie mensuelle fournie par la chaudière augmente considérablement en fonction du besoin pour le maintien en température du bitume. La part d'énergie dévolue au maintien en température du circuit dépotage est très grande et dépasse même l'énergie nécessaire au chauffage de la cuve bitume pour certains mois (e.g. de mai à août 2016).

En conclusion à ce chapitre, le graphique de la figure 66 montre la répartition en pourcent des consommateurs de l'énergie de la chaudière.



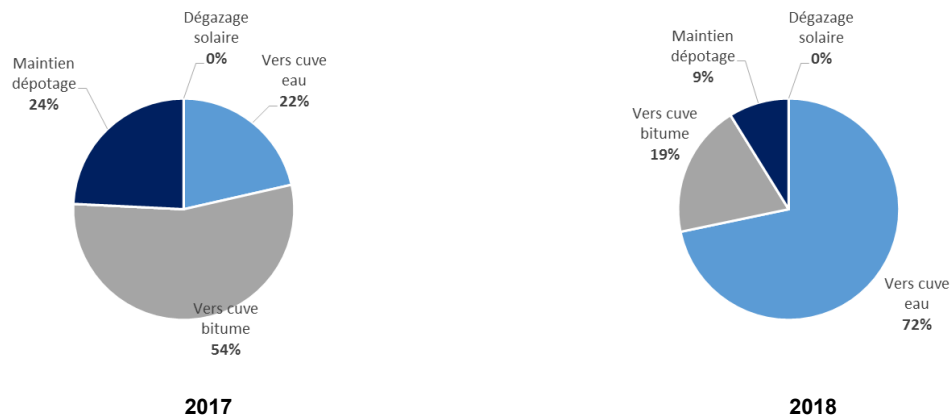


Figure 66 : Circuit chaudière – Répartition de l'énergie chaudière aux différents consommateurs

Ce graphique montre que l'énergie consommée pour le maintien en température du circuit dépotage est le principal poste de consommation de la chaudière pendant l'année 2016 et représente une part très conséquente en 2015. Suite à ces observations, le LESBAT a conseillé une meilleure isolation et une meilleure gestion de ce circuit de dépotage en vidant les conduites après utilisation, ce qui enlève la nécessité de les maintenir en température continue. Ainsi, en 2017, près de 30000 kWh de gaz ont été économisés par rapport à l'année 2016. L'année 2018 n'est pas représentative, car il n'y avait pas eu d'activité industrielle sur le site avant mai, le dernier mois analysé.

La Figure 67 montre que, globalement, l'énergie totale de la chaudière diminue chaque année d'environ 12% pendant les trois années de mesure. Ceci est dû principalement à la diminution d'activité de Colas, mais aussi aux différentes améliorations effectuées au fur et à mesure de l'avancement dans le projet et notamment sur le circuit de dépotage.

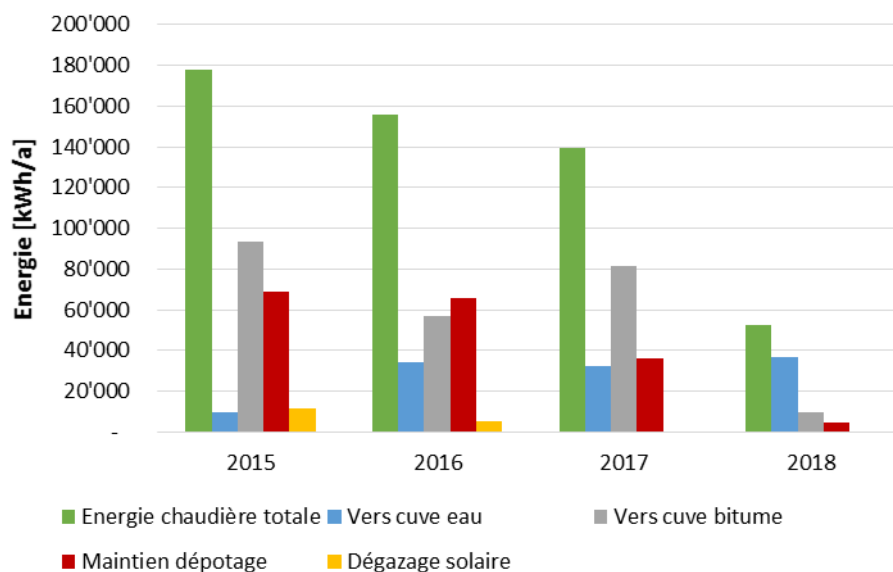


Figure 67 : Circuit chaudière – Consommation énergétique annuelle et répartition selon consommateur

5.5.4 Circuit bâtiment

De fortes fluctuations de la température de départ, liées à la présence d'une vanne trois voies étaient visibles sur le circuit bâtiment depuis le début du monitoring et jusqu'en milieu d'année 2016. Une modification du circuit a été faite au milieu du mois de juin 2016. Depuis, le fonctionnement de ce circuit semble cohérent mis à part quelques jours où le circulateur a fonctionné en continu de 5h à 22h. Le graphique de la figure 68 illustre le fonctionnement du circuit bâtiment durant un jour typique de la saison estivale 2016.

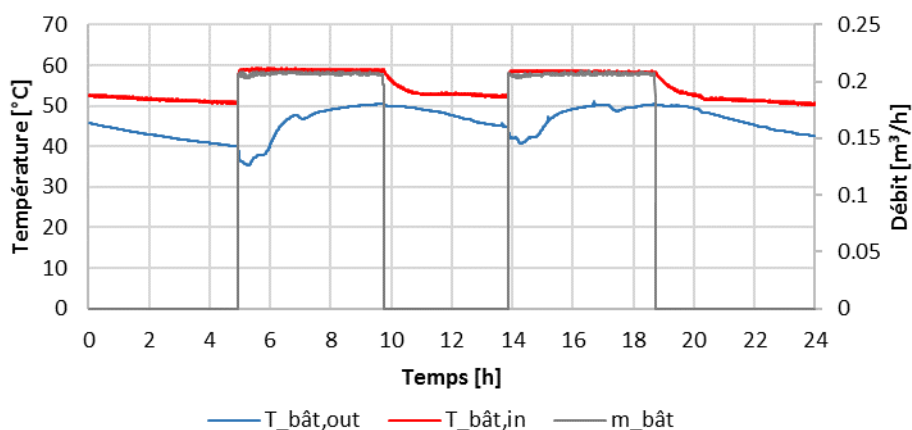


Figure 68 : Circuit bâtiment – Températures aller et retour et débit – 15.08.2016

Comme mentionné plus haut, une pompe à chaleur réversible a été installée dans le bâtiment administratif. A ce jour, cette PAC couvre les besoins en froid du bâtiment. Aucune information supplémentaire n'a été transmise au LESBAT par rapport à cette adjonction. Toutefois, l'exploitation des jours du mois d'octobre montre des comportements particuliers de ce circuit (cf. figure 69). Ceux-ci pourraient être dus au fonctionnement concomitant de la PAC pour le refroidissement et le chauffage du bâtiment :

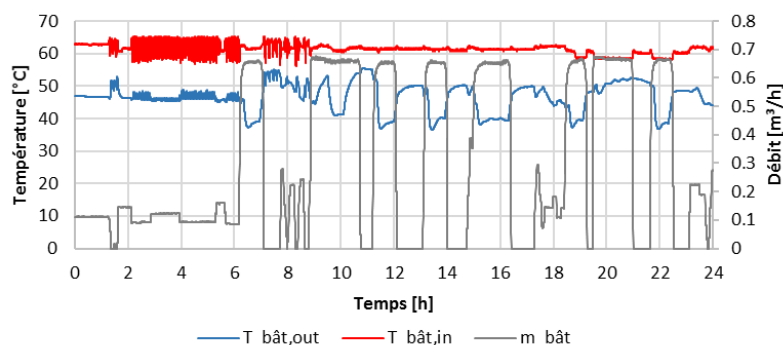
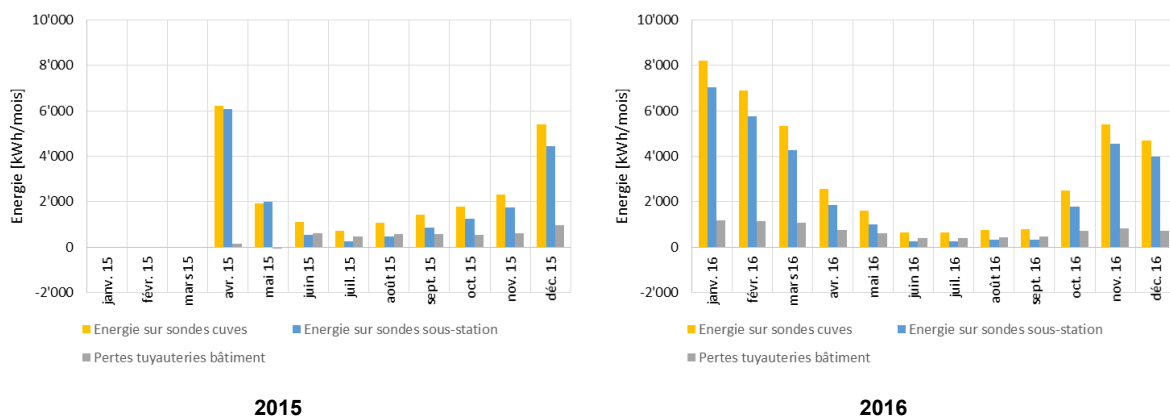


Figure 69 : Circuit bâtiment – Températures aller et retour et débit – 25.10.2016

La Figure 69 montre la consommation énergétique engendrée par le bâtiment. Deux mesures sont effectuées pour estimer cette consommation : une à l'aide des sondes de température placées à la sortie de la cuve d'eau et une seconde à l'aide de sondes placées à l'entrée du bâtiment. La différence entre les deux sont considérées les pertes thermiques dans les conduites d'une longueur approximative de 60m.



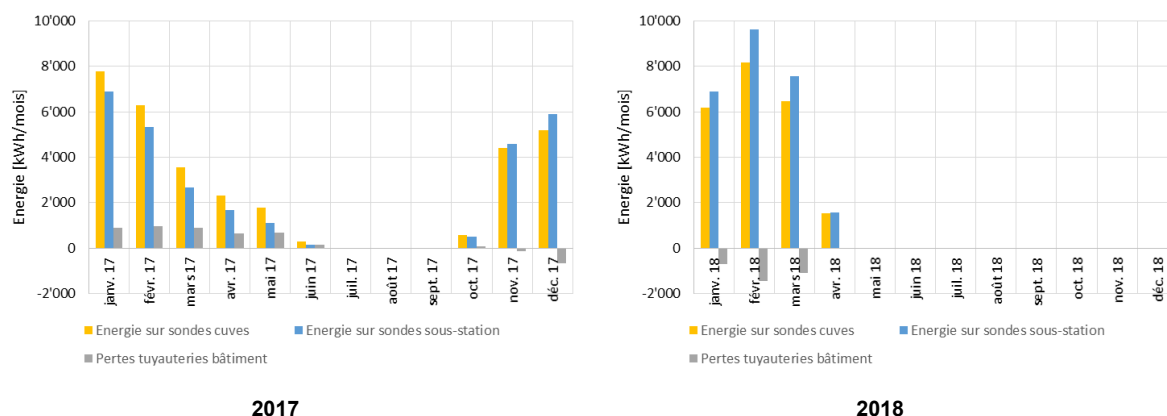


Figure 70 : Circuit bâtiment – Consommation énergétique et pertes tuyauterie

Au total, sur les deux années complètes étudiées (2016 et 2017) ce sont 39995kWh respectivement 32187kWh qui sont extraits de la cuve eau pour le besoin du bâtiment. Comme attendu, c'est pendant les mois hivernaux, de décembre à février, que la demande du bâtiment est la plus élevée.

Une anomalie est observée à partir du mois de novembre 2017, avec une énergie calculée sur les sondes à l'intérieur du bâtiment plus élevée que celle calculée en sortie de cuve eau. Ceci engendre des pertes thermiques calculées négatives. Bien sûr, ceci n'est pas réaliste et très probablement un problème est survenu avec au moins une des sondes de mesure de la température, mais ceci n'a pas pu être vérifié car il n'y avait pas les ressources nécessaires pour le faire. En effet, comme mentionné plus haut, l'analyse détaillée du système s'est arrêtée à la fin de l'année 2016 et uniquement le monitoring de l'installation a été poursuivie depuis.

5.5.5 Circuit émulsion

Avant 2015, les cuves de stockage d'émulsions étaient alimentait uniquement à l'énergie électrique. Lors des changements effectués en début 2015, il a été décidé de les rajouter au système de chauffage thermique afin de mieux profiter de l'énergie solaire en été et pour réduire les émanations des gaz à effets de serre. Cependant, ce circuit thermique a été très peu utilisé à cause des différents problèmes survenus. En effet, ce n'est qu'environ 10 % de l'énergie nécessaire qui est amenée par le circuit thermique pendant les années 2015 et 2016, le reste se faisant toujours par les corps de chauffe électriques. À partir de 2017, Colas a décidé d'arrêter le stockage des émulsions sur le site de Pittet Châtelan à cause de problèmes conséquentes survenus aux deux cuves. Des dépôts de bitumes se sont accumulés sur le bas de la cuve rendant leur nettoyage et utilisation très difficile. Une analyse du fonctionnement est toutefois possible pendant les premières années de fonctionnement.

Ainsi, les premières analyses montrent qu'après le remplacement des sondes de température par des sondes appariées, un faux-contact est apparu ponctuellement sur la sonde de retour du circuit. Celui-ci a été réparé au début du mois de septembre.

Peu de jours sont concernés par ce problème, toutefois afin de ne pas péjorer les bilans d'énergie par des valeurs fantaisistes, une différence de température constante et égale à 1.9 K entre la sonde aller et retour a été appliquée lorsque du débit était présent dans le circuit. Cette valeur a été définie sur les jours où la sonde fonctionnait.

Toutefois, en fonctionnement, il est constaté que l'échange de chaleur reste faible (environ 2 K) dans ce circuit comme le montre la figure 71.

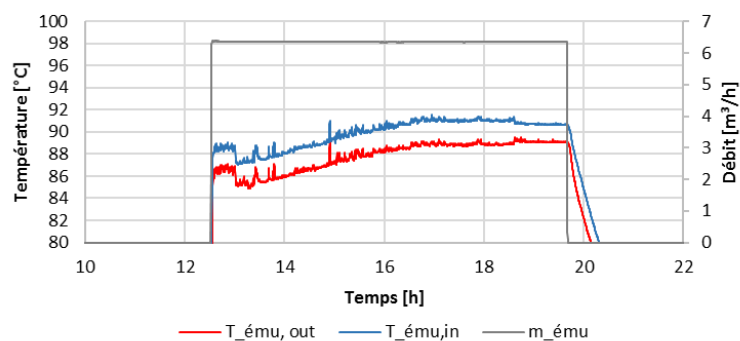


Figure 71 : Circuit émulsion – Températures aller et retour et débit – 09.09.2016

Afin d'illustrer le fonctionnement de ce circuit, la figure 72 montre les niveaux de température dans la cuve émulsion 1 et dans la cuve eau durant la journée du 09.09.2016 :

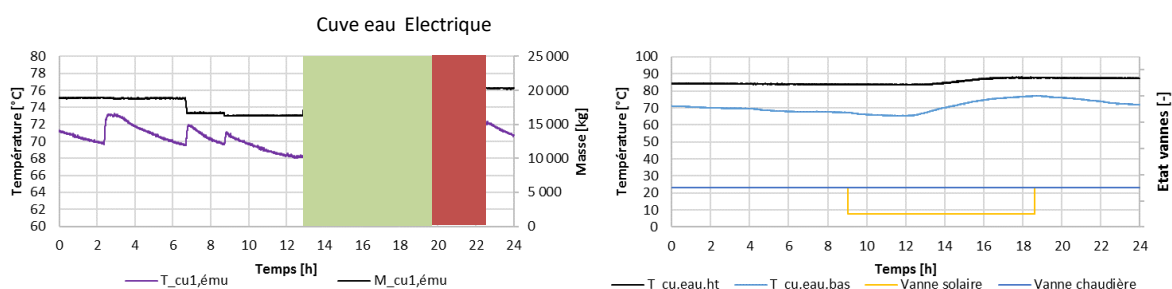


Figure 72 : Circuit émulsion – Températures cuve émulsion 1 et eau – 09.09.2016

Ces graphiques montrent que malgré une période relativement longue de charge via la cuve eau, la température dans la cuve monte peu (environ 1K en 8 h) alors qu'elle monte rapidement lorsque les corps de chauffe électriques s'enclenchent. Ceci alors que la température de la cuve eau est suffisamment élevée. Le faible échange thermique peut être lié à la surface d'échange et/ou à la présence de couches d'émulsion avec des caractéristiques isolantes autour de l'échangeur.

En conclusion à ce chapitre, le graphique de la figure 73 montre l'énergie mensuelle fournie aux cuves d'émulsion via la cuve d'eau pendant l'année 2016. Seule la cuve 1 était chargée en émulsion pendant cette année.

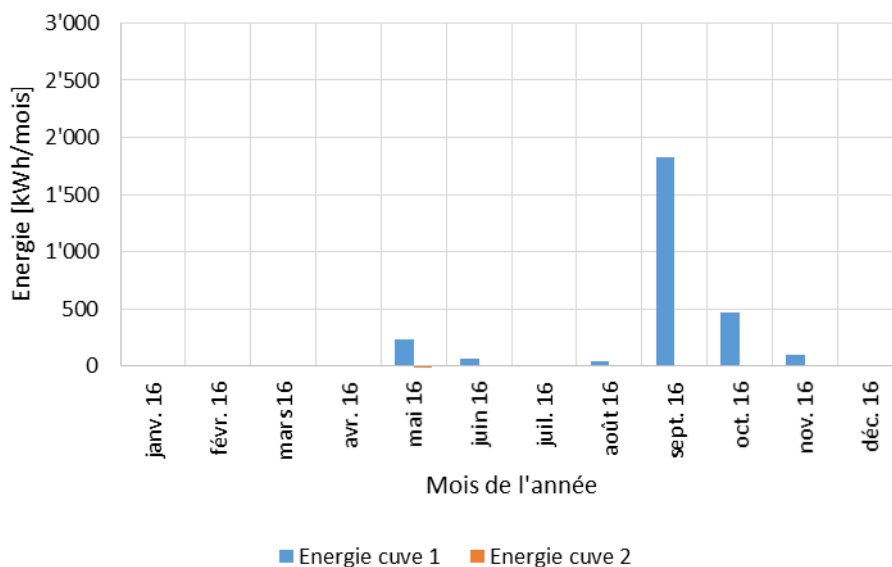


Figure 73 : Circuit émulsion – Energie mensuelle fournie aux cuves d'émulsion par la cuve d'eau

Comme mentionné, l'énergie fournie aux cuves d'émulsion par la cuve eau durant l'année 2016 est extrêmement faible. L'exploitant ayant privilégié l'utilisation d'énergie électrique comme le montre la figure 74 :

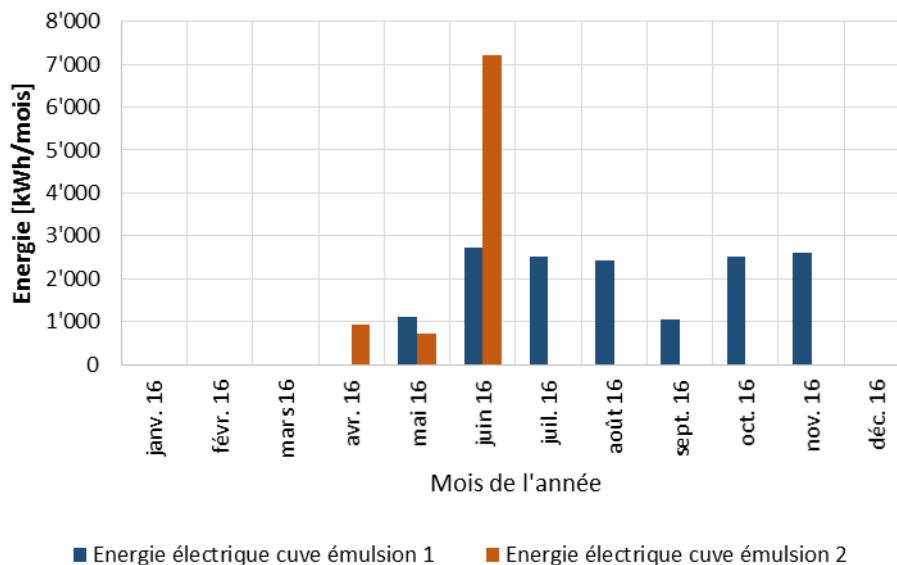


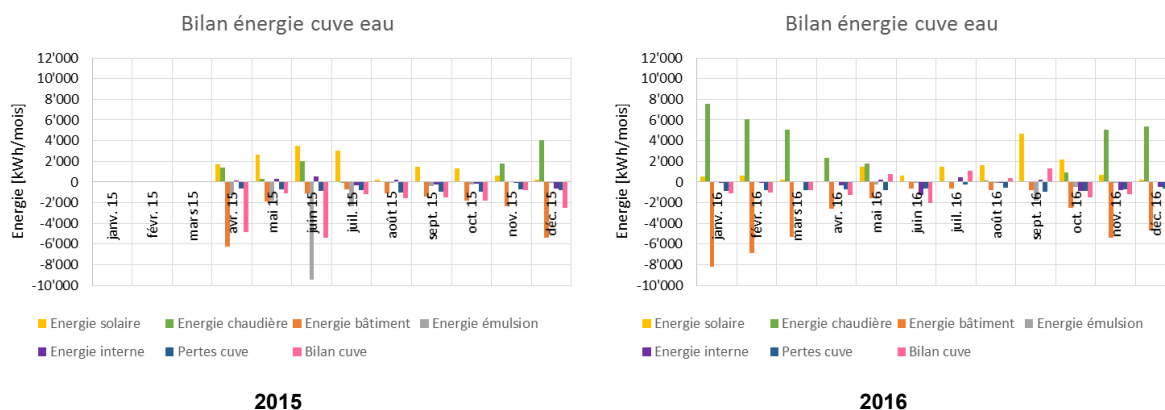
Figure 74 : Circuit émulsion – Energie électrique apportée aux cuves d'émulsion

Pour la cuve 1, durant la période de janvier à octobre, l'énergie électrique représente 82% de l'énergie totale fournie à la cuve.

Signalons également que durant les mois d'avril, mai et juin, aucune charge ou décharge d'émulsion n'a eu lieu dans la cuve 2 mais que régulièrement de l'énergie électrique a été consommée pour le chauffage de cette cuve.

5.5.6 Cuve d'eau

Les différentes mesures effectuées sur l'installation permettent d'observer les différents flux d'énergie entrant et sortant de la cuve d'eau. La répartition est montrée dans la



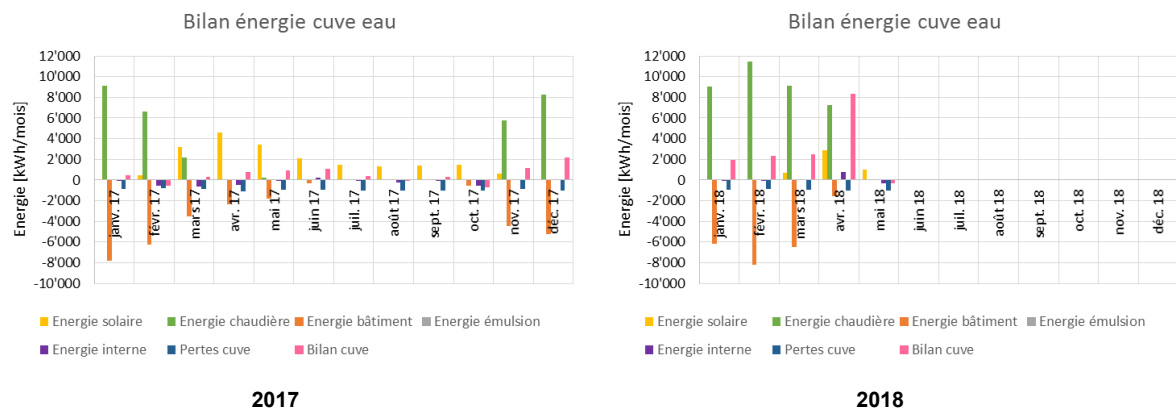


figure 75. Chaque énergie est calculée individuellement à l'aide des différents senseurs présents sur l'installation. Le bilan des énergies est ainsi calculé et représenté en rose sur cette figure.



Figure 75 : Cuve d'eau – répartition des énergies entrantes et sortantes

Pendant les premiers mois de mesures on peut observer un bilan très important qui montre que les calculs effectués pour les différents flux énergétiques ne sont pas très précis. Ceci était dû essentiellement à quelques senseurs qui n'étaient pas très bien placés pour être précis, mais aussi aux erreurs de précision des senseurs et aux hypothèses qui étaient prises à différents niveaux.

Après signalement de cette problématique Colas a procédé au déplacement de certaines sondes de température et on peut observer qu'à partir de l'année 2016, les bilans mensuels calculés sur la cuve d'eau sont raisonnables. Ce problème revient à partir de novembre 2017, certainement lié au mauvais calcul de l'énergie mesurée pour la consommation du bâtiment présenté dans le chapitre 5.5.4. A ceci s'ajoute le fait que la quantité d'eau dans cette cuve descend constamment et ceci fausse le calcul de l'énergie interne de la cuve.

Il est important de noter que pendant la période estivale, de mai à octobre, l'installation solaire permet de satisfaire les besoins de la cuve d'eau et la chaudière ne fournit plus d'énergie pendant cette période. Cependant, la consommation est très réduite à ces moments, étant donné que les émulsions ne sont plus alimentées par cette cuve et que le besoin du bâtiment est limité en été et intersaison. Une forte

consommation pendant cette période et à des températures réduites (<90°C) aurait engendré une production solaire largement supérieure à celle mesurée pendant ces années.

Figure 76 synthétise les quantités annuelles apportées et soutirées à la cuve d'eau :

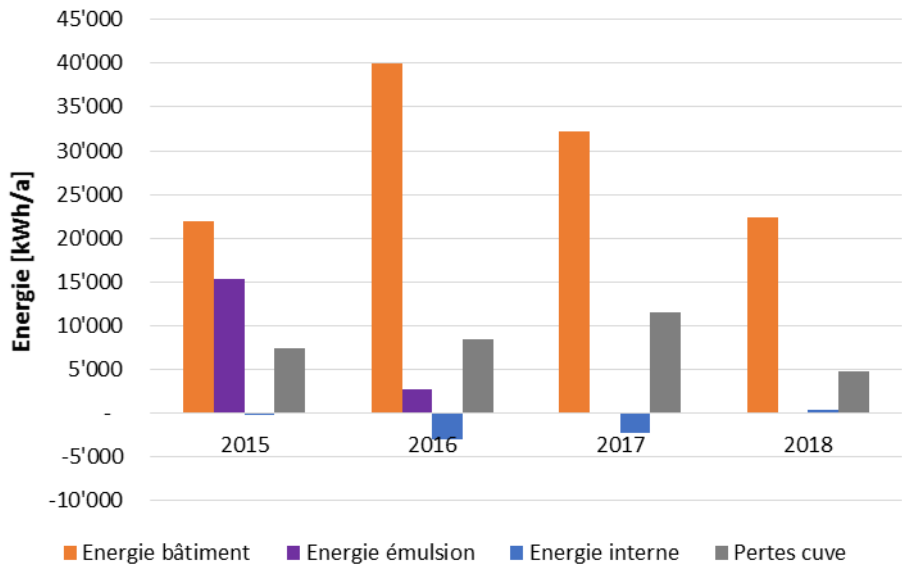


Figure 76 : Cuve d'eau – répartition annuelle des énergies entrantes et sortantes

5.5.7 Cuve bitume

Les flux d'énergie entrant dans la cuve bitume sont présentés dans la figure 77. Les énergies sortantes ne sont pas présentées pour cette cuve car la seule consommation d'énergie est représentée par les pertes thermiques de la cuve

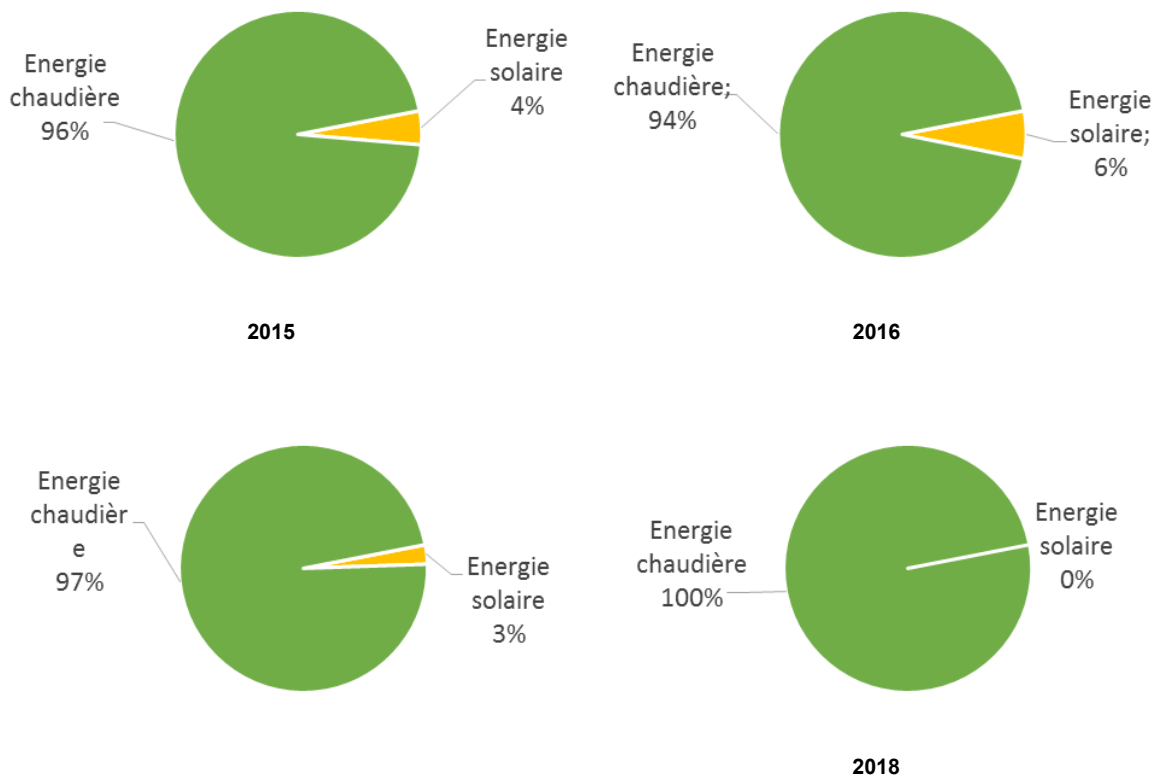
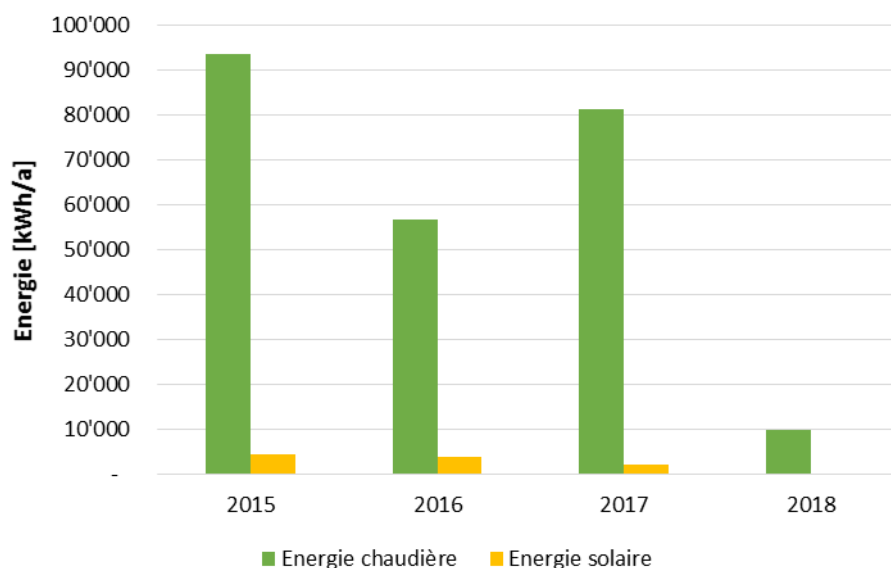


Figure 77 : Cuve bitume – répartition des énergies entrantes

L'énergie solaire livrée à la cuve bitume reste marginale, aux alentours de 5% comparée à l'énergie fournie par la chaudière à gaz. Ceci est dû principalement au fait que la priorité est donnée à la cuve eau, à plus basse température. Le fait que les capteurs ne performant pas d'une manière optimale contribue aussi à cette basse fraction solaire pour le bitume, car les capteurs atteignent difficilement les températures requises ($>200^{\circ}\text{C}$) et avec des rendements réduits.

En terme de valeur absolue, la Figure 78 donne les consommations annuelles nécessaires pour la cuve bitume. Cette consommation s'élève à 930MWh gaz en 2015 alors que le solaire fournit 4.3MWh pour la même période.

**Figure 78 : Cuve bitume – répartition annuelle des énergies entrantes**

Il est intéressant de relever le fait que la consommation de gaz en 2017 est de 44 % plus élevée qu'en 2016 alors que pendant cette année il y a eu 24% moins de bitume sorti de cette cuve qu'en 2016. Ceci dû au fait que le bitume arrivait plus froid depuis les camions transporteurs et qu'il a été maintenu à des températures plus élevées pendant l'année 2017.

5.6 Conclusion à l'exploitation des mesures

L'analyse des données expérimentales a relevé plusieurs points déterminants. La première observation est le fait que les nombreux propositions d'amélioration du système de chauffage ont été mises en place et ont permis un fonctionnement nettement meilleur de l'installation comparé à son fonctionnement avant 2015. Cela a permis également de diminuer fortement le nombre des dysfonctionnements pendant les dernières années de mesure.

Ensuite, il est à noter que l'activité industrielle du site de Pittet Châtelan a diminué constamment ces dernières années. Des émulsions ne sont plus stockées sur le site à partir de l'année 2017 et la consommation de bitume a diminué d'environ 50% en espace de 2 ans. Ceci a un impact important sur la consommation énergétique du site, mais aussi sur la production d'énergie solaire.

Concernant les capteurs solaires, leurs performances sont nettement inférieures aux attentes. Il a été révélé que ces différences peuvent venir de plusieurs facteurs différents :

- Extrapolation au-delà de 100°C des résultats obtenus en centre de certification du capteur solaire thermique.
- Une accumulation des poussières sur le vitrage et les miroirs du capteur
- Perte du vide à l'intérieur des capteurs solaires

- Pertes thermiques sur le champ des capteurs (tuyauterie)

L'installation solaire permet tout de même de satisfaire les besoins énergétiques de la cuve en eau pendant la période estivale, sans que la chaudière ait besoin de fournir de l'énergie à cette cuve. Le système solaire fournit également de l'énergie pour la cuve de bitume, mais cette fraction reste marginale, de l'ordre de 5%.

L'utilisation des cuves d'émulsion a été faible. Même si des émulsions ont été stockées sur le site pendant 2015 et 2016, celles-ci ont été maintenues en température essentiellement à l'aide des corps de chauffe électriques.

Malgré un grand nombre d'investigations au niveau de la détermination de l'énergie fournie par la chaudière, les rendements observés sur la chaudière à gaz présentent toujours des valeurs incohérentes (>100%). Ces problèmes ont été transmis à l'exploitant en fin d'année 2016 afin d'essayer de trouver l'origine de ce problème, mais aucun retour n'a été fait par rapport à ce sujet.

L'énergie fournie par la chaudière pour le maintien du circuit de dépotage est importante, sur certaines années du même ordre de grandeur que l'énergie nécessaire pour le maintien en température du bitume. Ainsi, deux pistes ont été proposées par le LESBAT : renforcement de l'isolation thermique de ce circuit ou modification hydraulique permettant de vidanger les tuyaux de bitume après que la charge ou la décharge ait été effectuée. Dans ce dernier cas, le circuit ne nécessiterait plus un maintien en température constant, mais uniquement pendant quelques minutes avant son utilisation. Ces modifications ont permis une nette diminution de la consommation pour ce poste pour l'année 2017.

6 Simulation numérique

Le modèle de simulation numérique créé en 2014 a dû être modifié et adapté afin de tenir compte des modifications effectuées sur l'installation entre 2014 et 2015. Ce modèle sert de base pour le travail effectué en 2016 et présenté dans ce rapport. Pour rappel, un rapport détaillé a été produit en 2015 présentant les différentes hypothèses et simplifications utilisées dans le modèle de simulation [5]. Dans un esprit de simplification, le présent chapitre reprend uniquement les points essentiels de ce rapport.

6.1 Modèle numérique

Un modèle numérique simplifié de l'installation de chauffage et de maintien en température des cuves de bitume et d'émulsion a été développé au moyen du logiciel Polysun (version 9.0.9) [1]. Comme la complexité de l'installation ne permet pas l'utilisation d'un modèle standard de la bibliothèque de Polysun, un modèle spécifique a dû être créé pour reproduire le comportement de l'installation, définir ses performances annuelles et optimiser son fonctionnement. La première version du modèle était calée sur l'installation Colas initiale (état 2014).

Un grand nombre d'hypothèses ont dû être faites et sont détaillées ci-après. A ce stade du projet, l'influence de ces hypothèses est difficilement quantifiable mais une analyse de sensibilité de ces hypothèses devra être effectuée lors de la validation du modèle (courant 2015).

De plus, une séance avec les éditeurs de Polysun (14.04.2015) a permis de mettre en lumière les problèmes rencontrés lors de l'élaboration initiale du modèle (cf. rapport annuel 2014 [3]) et d'en résoudre une partie. D'autres limites ne sont pour l'heure pas surmontables avec les outils à dispositions dans Polysun. Celles-ci sont traitées dans ce présent rapport.

Les modifications réalisées au modèle durant l'année 2016 peuvent être présentées selon deux axes. Le premier concerne les modifications dues aux changements hydrauliques opérés sur l'installation de Pittet-Chatelan :

- Ajout de la consommation d'énergie des deux cuves d'émulsion au moyen d'un élément de soutirage énergétique ;
- Intégration de la nouvelle cuve d'eau ;
- Changement de priorité du circuit solaire. La priorité est donnée durant toute l'année vers la cuve d'eau, ce qui n'était pas le cas dans le modèle précédent où la priorité était donnée à la cuve de bitume durant l'été.

Le deuxième axe de modification concerne l'amélioration du modèle suite aux discussions menées avec les éditeurs du logiciel Polysun :

- Modélisation de la consommation engendrée par le circuit de remplissage/dépotage de bitume au moyen d'un élément de soutirage énergétique ;
- N'ayant pas des données exactes concernant la consommation d'eau chaude sanitaire du bâtiment, celle-ci a été incluse dans la demande de chauffage du bâtiment. Ainsi, la quantité d'énergie sortant de la cuve d'eau mesurée est introduite au modèle sans différencier si c'est pour la préparation d'ECS ou pour le chauffage du bâtiment.

6.2 Vue d'ensemble du modèle

6.2.1 Schéma

La figure 79 présente l'installation modélisée sous Polysun avec ses différents composants.

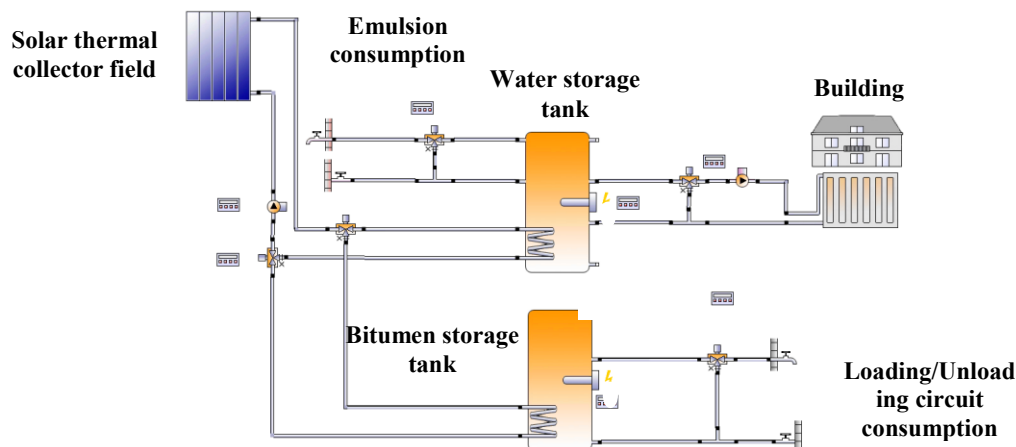


Figure 79 : Schéma de principe de l'installation définie dans Polysun (version 2016)

Les éléments suivants peuvent être distingués :

- Le champ de 35 capteurs solaires SRB (surface ouverture 184 m²) ;
- La cuve d'eau de 23 m³ ;
- La cuve de bitume de 70 m³ ;
- Le bâtiment et son circuit de chauffage ;
- Des éléments types générateur thermique intérieur dans chacune des cuves. Ces éléments remplacent la chaudière à gaz d'appoint, ceci afin de simplifier le circuit hydraulique ;
- Un circuit hydraulique représentant la consommation énergétique engendrée par le remplissage ou le dépotage (retrait de bitume depuis la cuve de stockage) ;
- Un circuit hydraulique représentant uniquement la consommation de chaleur des cuves d'émulsion, celles-ci n'étant pas modélisées physiquement dans le modèle.

6.2.2 Paramètres

a) Climat

Les données météorologiques d'Yverdon-les-Bains sont issues de la base de données Polysun. Les caractéristiques de ce climat sont représentées dans le Tableau 3.

Paramètres		
Latitude	[°]	46.78N
Longitude	[°]	6.64E
Altitude	[m]	433
Rayonnement direct annuel	[kWh/m ² a]	573.3
Rayonnement diffus annuel	[kWh/m ² a]	597.0
Rayonnement global annuel	[kWh/m ² a]	1'170.3
Température ambiante moyenne annuelle	[°C]	10.2

Tableau 3 : Caractéristiques du climat d'Yverdon-les-Bains utilisé dans le modèle de simulation

b) Capteurs solaires et fluide caloporteur

Les capteurs solaires installés sont des capteurs de type C2 fabriqués par SRB Energy. Les 35 capteurs sont répartis en 7 branches parallèles de 5 capteurs. La surface totale d'ouverture est de 184 m². Le débit total à fournir par le circulateur de ce circuit est de 2'300 l/h, débit relevé sur l'installation réelle. Le fluide caloporteur utilisé dans l'installation est de l'huile minérale Thermia B produit par Shell (annexe 1). Comme cette huile ne figure pas dans la base de données des fluides caloporteurs de Polysun, c'est l'huile thermique Therminol SP qui a été utilisée dans la modélisation, celle-ci possède des propriétés similaires à l'huile de l'installation. Les principales caractéristiques de ces deux huiles sont présentées dans le Tableau 4, avec les valeurs pour l'huile Therminol SP accompagnée des valeurs de l'huile Thermia B entre parenthèses :

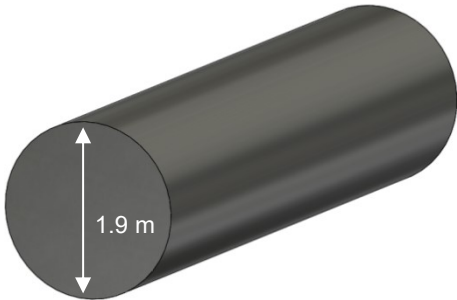
		0°C	80°C	160°C	240°C
Capacité thermique	[J/(kgK)]	1'834 (1'800)	2'120 (2'100)	2'403 (2'400)	2'684 (2'700)
Conductibilité thermique	[W/m/K]	0.131 (0.134)	0.122 (0.128)	0.112 (0.123)	0.103 (0.117)
Densité	[kg/m³]	885 (880)	831 (840)	777 (780)	719 (725)

Tableau 4: Propriétés de l'huile thermique Therminol SP et Shell Thermia B (valeurs entre parenthèse)

c) **Cuves et échangeurs de chaleur**

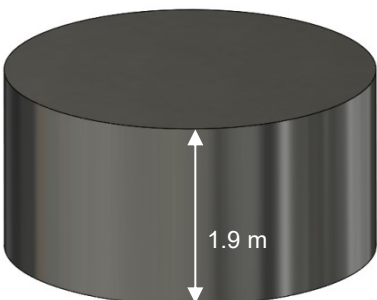
Géométrie

Polysun étant par défaut configuré pour modéliser des cuves verticales, une adaptation a dû être réalisée pour considérer les cuves horizontales de l'installation Colas Suisse SA. Ainsi, les cuves ont été modélisées en respectant les dimensions de hauteur et de volume, ceci pour conserver une stratification et un volume de stockage cohérent avec l'installation réelle. Ce paramétrage entraîne une différence de surfaces d'échange des parois entre les cuves modélisées et les cuves réelles. Cette différence peut être corrigée en jouant sur les caractéristiques thermiques des parois (coefficient d'échange U). La variation de cette surface est illustrée ci-dessous avec la cuve d'eau (cf. Figure 80 et Figure 81).



Volume = 23 m³
Surface des parois = 54.1 m²

Figure 80: Géométrie de la cuve réelle



Volume = 23 m³
Surface des parois = 47.6 m²

Figure 81: Géométrie de la cuve modélisée

Le Tableau 5 résume le paramétrage des deux cuves :

Paramètre		Cuve eau	Cuve bitume
Volume	[m³]	23	70
Hauteur	[m]	1.9	3
Matériau	[-]	Acier	
Epaisseur de la paroi	[mm]	6	
Type d'isolation	[-]	Laine de verre	
Epaisseur d'isolation (pourtour, fond, sommet)	[mm]	200	200

Tableau 5: Paramètres caractérisant les cuves d'eau et de bitume

Echangeurs de chaleur et position des raccords

Les cuves présentes sur l'installation étudiée comprennent deux échangeurs de chaleur chacune, pour respectivement le circuit solaire et le circuit chaudière. Le circuit hydraulique "chaudière" étant supprimé dans le modèle Polysun de l'installation, les échangeurs de chaleur des circuits chaudière de chacune des deux cuves ne sont pas modélisés (Détailé dans la section e)

Selon les plans fournis par la société MRI SA, les échangeurs du circuit solaire de chacune des cuves sont identiques (longueur 3 [m]; surface d'échange 15 [m²]). L'entrée et la sortie de chaque échangeur sont positionnées à une hauteur identique mais leurs positions diffèrent selon la cuve. L'échangeur de la cuve d'eau se trouve à 340 [mm] depuis le bas de la cuve, tandis que celui de la cuve de bitume se trouve à 800 [mm]. Le logiciel Polysun impose une hauteur d'au moins 0.1 [m] entre l'entrée et la sortie de l'échangeur. La position des raccords a été déterminée selon les plans fournis par la société MRI SA. Cependant, quelques différences entre l'installation réelle et la modélisation existent, compte tenu des contraintes exigées par Polysun :

- Les raccords "arrivée de bitume" et "dépotage de bitume" sont placés à une hauteur différente alors que sur l'installation réelle le dépotage et le remplissage de bitume se font par un unique raccord en fond de cuve. Cette modification est nécessaire afin de pouvoir faire entrer et sortir un fluide à des températures différentes (cf. chap f)).
- Polysun exige d'introduire une perte thermique pour les raccords des cuves. Etant donné qu'il est difficile de quantifier cette valeur, ces pertes ont été fixées à 0 dans le modèle mais seront incluses dans les pertes totales de la cuve lors de la validation du modèle.
- Dans la cuve d'eau, deux raccords ont été ajoutés, un pour l'arrivée d'eau froide et l'autre pour le départ de l'ECS. Ces raccords ne sont pas présents dans l'installation réelle car la chaleur destinée à l'ECS est prise dans la sous-station du bâtiment. Ce principe n'étant pas réalisable dans Polysun, le raccord est positionné à la même hauteur que l'aller du chauffage afin que l'énergie nécessaire à l'ECS soit soutirée au même niveau que dans l'installation réelle.

La Figure 82 montre les cuves modélisées dans Polysun avec leurs échangeurs de chaleur intégrés ainsi que la position des divers raccords (cotes depuis le bas de la cuve). Il est important de mentionner que, la position des éléments ne change pas visuellement si leur position est changée dans les paramètres.

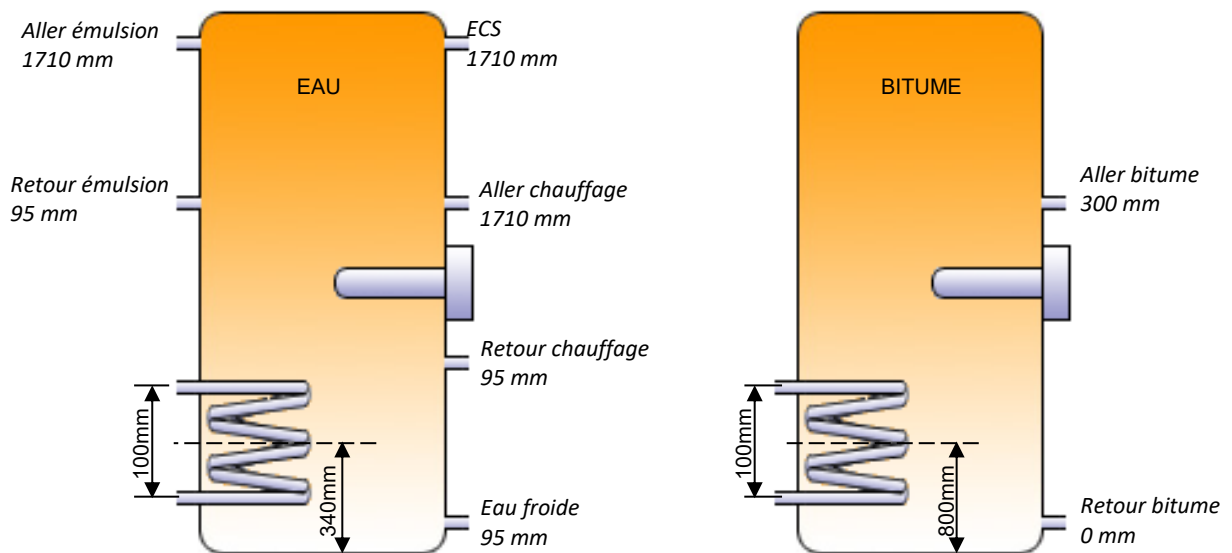


Figure 82: Schéma des cuves modélisées, extrait de Polysun

d) Bâtiment, ECS et distribution de chaleur

Le module bâtiment de Polysun permet d'effectuer plusieurs types de paramétrage. Le paramétrage retenu dans cette modélisation considère la demande énergétique annuelle pour le chauffage (sans ECS) ainsi que les pertes thermiques du bâtiment. Selon les informations fournies par Colas Suisse SA, la demande énergétique annuelle pour le chauffage s'élève à 38'500 [kWh].

Les pertes thermiques du bâtiment (données indisponibles) ont été estimées comme étant le double des besoins totaux de chauffage. Cela représente les pertes habituelles d'un bâtiment récent moyennement isolé⁵. La différence obtenue entre les besoins thermiques totaux et les pertes correspondent aux apports solaires passifs et internes.

La demande d'ECS a été calculée selon la norme SIA 380/1 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** et s'élève à 4'100 [kWh] par année. Cette demande a été répartie uniformément sur les 12 mois de l'année, soit 340 [kWh] par mois. La température de l'arrivée d'eau froide est constante et fixée à 10 [°C] durant toute l'année.

Le Tableau 6 résume les valeurs mensuelles introduites dans Polysun.

Mois	Besoins chauffage [kWh]	Pertes thermiques [kWh]	Besoins ECS [kWh]
Janvier	8'500	17'000	340
Février	6'200	12'400	340
Mars	4'100	8'200	340
Avril	2'400	4'800	340
Mai	500	1'000	340
Juin	100	200	340
Juillet	0	0	340
Août	0	0	340
Septembre	400	800	340
Octobre	2'500	5'000	340
Novembre	6'000	12'000	340
Décembre	7'800	15'600	340

Tableau 6: Besoins en chauffage et en ECS et pertes thermiques du bâtiment

La distribution de chaleur au sein du bâtiment est effectuée au moyen de 10 radiateurs convectifs de 2'000 [W] chacun. Les températures de fonctionnement sont de 70/60 [°C] (valeurs relevées sur le site). Le débit et la température sont régulés au moyen d'une régulation type chauffage issue du catalogue Polysun. L'activation du chauffage s'opère lorsque la température intérieure du bâtiment est de 19 [°C]. Une hystérèse de 1 [K] a été introduite.

e) Chaudière

La chaudière présente sur le site de Colas Suisse SA est une chaudière à inertie à puissance variable et possède un stock tampon d'huile permettant de limiter le nombre d'allumages. La modélisation de la chaudière et de son système hydraulique a été simplifiée par l'introduction de deux éléments de type générateurs thermiques intérieurs à l'intérieur de chacune des deux cuves. Cette simplification a l'avantage de faciliter la régulation par la suppression des composants circulateurs et tuyauterie mais nécessite une étude approfondie des pertes thermiques dues au transport du fluide et au stockage dans la chaudière, ceci afin de ne pas influencer la consommation totale de combustible.

Les générateurs thermiques intérieurs remplaçant la chaudière ont été placés au même niveau que l'échangeur de chaleur réel du circuit de la chaudière pour chacune des cuves, soit à 950 [mm] depuis le bas de la cuve pour la cuve d'eau et 150 [mm] pour la cuve de bitume.

Les caractéristiques des générateurs thermiques utilisés dans le modèle sont présentées dans le Tableau 7 :

Paramètres (par générateur)

⁵ Selon Polysun, les pertes thermiques d'un bâtiment sont 2 à 8 fois supérieures aux besoins de chauffage selon les types du bâtiment.

Puissance	[kW]	250
Rendement	[-]	0.95
Combustible	[-]	Gaz naturel ⁶

Tableau 7: Paramètres des générateurs thermiques intérieurs

f) Soutirage de bitume

La modélisation de la consommation engendrée par des "dépotages/remplissages" de bitume et des pertes énergétiques des cuves est effectuée par des soutirages de bitume à l'aide des modules Polysun "arrivée d'eau froide" (AEF) et "besoin en eau chaude" (BEC). Le module AEF simule l'arrivée d'un fluide à une température constante définie par l'utilisateur tandis que le module BEC permet le soutirage d'un volume de fluide à une température définie. La température d'arrivée du bitume dans le module AEF a été définie à l'aide d'un profil à 150°C, tandis que la température du bitume en sortie dans le module BEC se situe à 190°C.

Le bitume n'étant pas disponible dans le catalogue Polysun, une huile thermique a été utilisée comme première approche dans le module AEF pour simuler le bitume. Il s'agit du fluide SYLTHERM 800 issu du catalogue Polysun.

Le Tableau 8 présente la capacité thermique, la densité **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** et la viscosité **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** du bitume ainsi qu'entre parenthèse les paramètres de l'huile thermique utilisée dans le modèle. La différence notable de viscosité entre le bitume et l'huile thermique risque d'entraîner des différences dans les transferts de chaleur convectifs au sein de la cuve de bitume entre la simulation et la réalité. Ce point devra être analysé dans l'étape de validation du modèle.

		90°C	160°C	200°C
Capacité thermique	[J/(kgK)]	1740 (1'788)	1847 (2'018)	1916 (2'150)
Densité	[kg/(m³)]	870 (1'057)	810 (1'052)	773 (1'049)
Viscosité	[Pa s]	0.0031 (20)	0.0015 (0.25)	0.0011 (0.05)

Tableau 8: Propriétés de l'huile thermique SYLTHERM 800 et du bitume (valeurs entre parenthèse)

Les quantités soutirées de bitume ont été évaluées afin que l'énergie totale soutirée mensuellement soit proche de celle mesurée pour cette opération. Ainsi le système arrive à reproduire très fidèlement les fluctuations mensuelles engendrées par ce poste de consommation.

Dans l'installation réelle, les dépotages et les remplissages n'ont pas lieu simultanément. Ceci implique des niveaux variables de bitume au sein des cuves. Situation non reproductible dans Polysun car le logiciel considère toujours les cuves comme étant totalement remplies.

g) Consommation dues aux émulsions

Les cuves d'émulsion ne sont pas présentes physiquement dans le modèle Polysun mais sont représentées au moyen d'un circuit hydraulique simulant leur consommation de chaleur. Cette hypothèse permet une simplification du modèle en se passant cuves supplémentaires et en représentant celle-ci comme un simple consommateur raccordé à la cuve d'eau. Cette consommation regroupe le soutirage d'émulsion ainsi que les pertes thermiques des cuves de l'installation.

La modélisation des "soutirages/remplissages" des émulsions et des pertes énergétiques des cuves d'émulsion est effectuée selon le même fonctionnement que le soutirage de bitume, c'est-à-dire avec les modules arrivée d'eau froide (AEF) et besoin d'eau chaude BEC raccordés à la cuve d'eau. La température d'arrivée d'émulsion dans le module AEF a été définie à l'aide d'un profil à 50 [°C], tandis que la température de l'émulsion en sortie dans le module BEC est de 60 [°C].

⁶ Gaz naturel de type H, pouvoir calorifique de 37'800 [J/m³] référencé dans le catalogue Polysun

Les caractéristiques physiques des émulsions ne sont pour l'heure pas connues mais des discussions avec Colas Suisse SA sont en cours afin de déterminer les caractéristiques réelles des émulsions. Actuellement, l'huile thermique SYLTHERM 800 a été utilisée comme première approche. Les caractéristiques physiques de cette huile sont visibles dans le Tableau 8 de la section f). L'installation des cuves d'émulsions étant nouvelle, une évaluation des demandes d'émulsion sera faite dans l'année en cours (2015) et celles-ci seront ensuite insérées dans le modèle. Pour l'instant, une consommation de 20'000 [l] par jour a été paramétrée, et ceci durant les mois d'avril à septembre. Les soutirages sont exprimés en [l/jour] et sont effectués à une température de 60 [°C].

h) Régulation

Comme c'est le cas dans le système existant, la régulation du système enclenche le circulateur solaire à partir d'une irradiance de 300 W/m² et l'énergie solaire est délivrée en priorité à la cuve d'eau. Une fois que cette cuve a atteint sa température de consigne (90°C), l'énergie solaire est délivrée à la cuve bitume. Lorsque l'énergie solaire n'est pas suffisante, la chaudière s'enclenche pour fournir l'apport énergétique nécessaire pour chacune des cuves de stockage.

6.3 Validation des composants

Comme mentionné précédemment, plusieurs composants du modèle de simulation n'ont pas eu besoin de validation, car les valeurs mesurées ont été directement introduites dans le modèle. Ces composants sont :

- Le bâtiment
- Le circuit de charge/dépotage de la cuve bitume
- La consommation énergétique des cuves d'émulsions

6.3.1 Validation du modèle capteur

Pour la validation du modèle du capteur, un programme simplifié a été créé spécialement contenant uniquement le capteur et deux autres éléments permettant de fixer la température d'entrée du capteur (élément AEF) et le débit à travers le champ des capteurs (élément BEC). Ces données ont été introduites conformément aux mesures effectuées pendant une journée bien ensoleillée et une journée avec une irradiance fluctuante. Les paramètres caractérisant l'efficacité des capteurs (η_0 , a_1 et a_2) ont été ensuite adaptés afin d'obtenir une température de sortie du champ de capteur simulée proche de la température mesurée, voir Figure 83. La température de sortie simulée est très proche de celle mesurée sur l'installation et ceci autant pour un jour bien ensoleillé (22 juillet) que pour un jour moins bien ensoleillé (23 juillet).

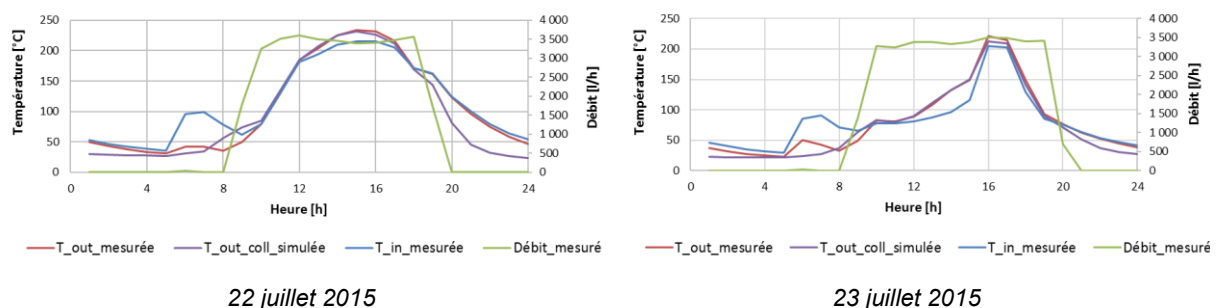


Figure 83 : Comparaison des températures de sortie du champ des capteurs solaires simulées et mesurées sur deux jours de fonctionnement

Le tableau suivant donne les coefficients des capteurs validés et, pour comparaison, ceux obtenus lors de la certification.

	Paramètres certification	Paramètres validés
η_0 (efficacité optique) [-]	0.53	0.44
a1 (coefficient des pertes thermiques) [W/m ² K]	0.21	0.55
a2 (dependence de la température sur les pertes thermiques) [W/m ² K ²]	0.0042	0.004

Tableau 9: Paramètres caractérisant le champ des capteurs solaires

Une vérification supplémentaire a été effectuée en comparant la production d'énergie simulée sur 8 jours consécutifs avec des conditions météorologiques fluctuantes à celle mesurée dans les mêmes conditions. Les résultats obtenus (avec les coefficients validés) présentent une précision tout à fait satisfaisante (en-dessous de 5% de déviation).

6.3.2 Validation des cuves de stockage

Sur l'ensemble des jours exploités, des périodes sans apport ni soutirage d'énergie ont été recherchées pour chacune des cuves de stockage. Le 23 mars 2015, une période de 21 heures a été trouvée pour la cuve eau 38 heures pour la cuve bitume entre le 25 et le 26 avril 2015.

La température moyenne de la cuve au début de la période a été corrélée avec celle mesurée ; l'évolution de la température simulée a été observée et comparée à la température mesurée. La température ambiante mesurée sur le site d'exploitation a également été introduite dans le modèle de simulations.

Pour valider les modèles des cuves, il a fallu faire varier l'épaisseur d'isolation des cuves. Il est à noter que pour la cuve d'eau aucune modification de l'épaisseur d'isolation (200 mm) n'a été nécessaire afin d'obtenir une décroissance de température simulée proche à celle mesurée, voir Figure 84. Cependant, pour la cuve bitume, une diminution d'un facteur 10 (20 mm au lieu de 200 mm) a été nécessaire pour que le modèle présente une décroissance semblable à la mesure. Ainsi, l'isolation globale de cette cuve présente de grandes imperfections, probablement aux endroits sensibles comme les raccords.

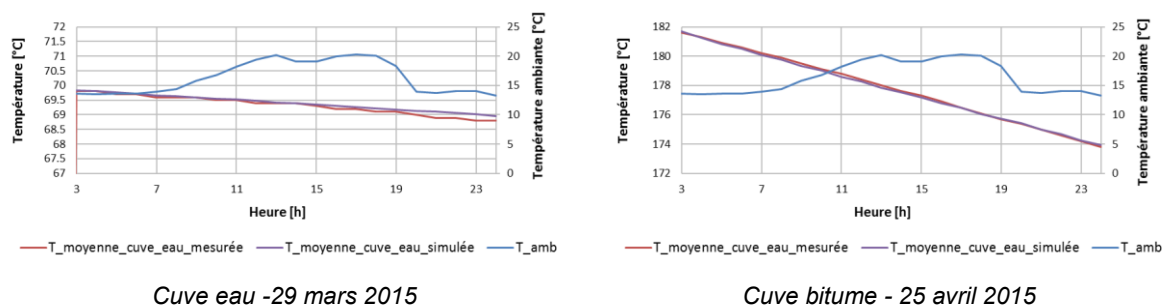


Figure 84 : Comparaison des températures moyennes des cuves de stockage simulées et mesurées sur deux jours de fonctionnement

6.4 Résultat des simulations

6.4.1 Méthode

Dans un premier temps, les résultats obtenus avec le modèle de simulation ont été comparés aux mesures obtenues sur l'installation entre août 2015 et juillet 2016 afin de valider le comportement du modèle dans l'ensemble.

Ensuite, trois simulations ont été faites en améliorant le fonctionnement de l'installation telle qu'elle est aujourd'hui (sans changement hydraulique ou modification du processus industriel) ont été faites :

- Considération de l'épaisseur réelle d'isolation sur la cuve bitume (20 cm)
- Suppression totale du chauffage de l'émulsion par le corps de chauffe électrique et obligation pour l'émulsion d'être chauffée par la cuve eau
- Prise en considération des coefficients théoriques des capteurs solaires thermiques

La combinaison de ces configurations a abouti sur une variante du modèle simulant l'installation actuelle d'une façon optimale, selon un fonctionnement semblable à la planification.

Sur la base de ce modèle optimisé, 13 autres simulations ont été testées, en modifiant, à chaque fois un paramètre. Les modifications ont consisté à travailler sur :

- Orientation et type de capteurs solaires
- Modification des températures de consignes des cuves eau et bitume
- Diminution des pertes du circuit de dépotage
- Modification de la surface d'échange des échangeurs de chaleur des cuves eau et bitume

L'évaluation des performances des différents paramétrages se limitera à comparer les productions énergétiques annuelles de l'installation solaire, de la chaudière et des corps de chauffe électriques de l'émulsion. Les paragraphes suivants présentent les différents résultats obtenus.

6.4.2 Comparaison résultats simulation avec mesures

Dans un premier temps et après avoir validé tous les composants du modèle de simulation, une simulation annuelle a été faite afin d'observer le comportement de modèle dans son ensemble. Les valeurs d'entrée correspondent aux données mesurées sur l'installation entre le 1^{er} août 2015 et le 31 juillet 2016. Dans cette simulation, l'énergie apportée à la cuve d'émulsion est principalement électrique. Cette façon de faire réduit la consommation depuis le stock d'eau durant la saison estivale et, indirectement diminue la production solaire à basse température.

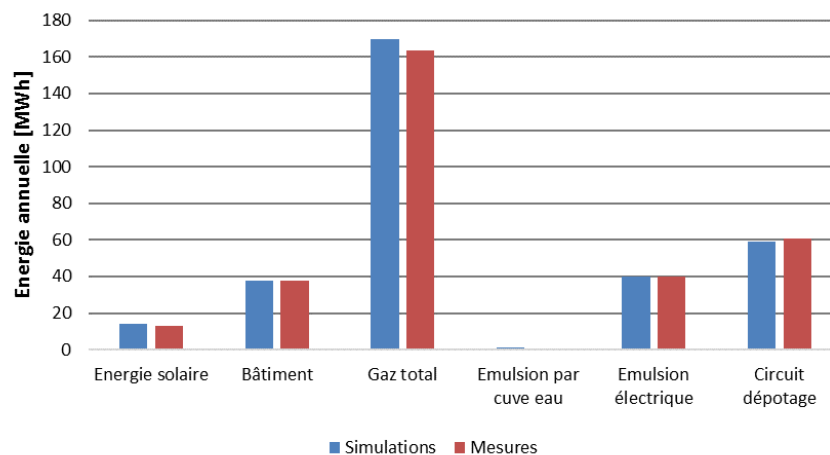


Figure 85 : Simulation – Comparaison entre résultats simulés et mesurés (août 2015 – juillet 2016)

Ce graphique montre la bonne correspondance entre les mesures et la simulation. En valeur relative, une différence maximale de 8% est observée sur la production solaire, pour les autres postes de consommation, la différence se situe entre -2% et 4%. De fait, les résultats du modèle sont considérés comme satisfaisants.

6.4.3 Optimisation de l'installation réelle

Les simulations présentées dans ce chapitre ont pour objectif d'observer les performances de l'installation dans le cas où celle-ci fonctionnerait selon le dimensionnement. C'est-à-dire les paramètres suivants ont successivement été modifiés :

- Prise en considération des coefficients théoriques des capteurs solaires thermiques
- Considération de l'épaisseur réelle d'isolation sur la cuve bitume (20 cm)
- Suppression totale du chauffage de l'émulsion par le corps de chauffe électrique et obligation pour l'émulsion d'être chauffée par la cuve eau

Une simulation finale optimisée inclut l'ensemble de ces paramètres.

Le graphique de la figure 86 montre l'évolution de la production solaire annuelle en fonction de différentes configurations :

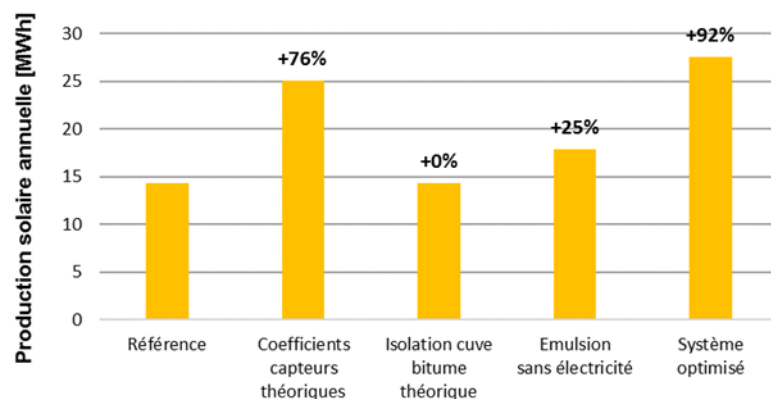


Figure 86 : Simulation – Optimisation de l'installation réelle – Production d'énergie solaire

Ce graphique montre que la production solaire augmente de 75% si le champ de capteur présente un comportement équivalent à celui mesuré lors de sa certification. De plus, la suppression du chauffage de l'émulsion par l'énergie électrique permet d'augmenter d'environ 25% la production solaire annuelle, ceci par l'augmentation de production solaire à basse température comme déjà mentionné. L'addition de l'ensemble de ces modifications permet de presque doubler la production solaire annuelle. Toutefois, ces améliorations doivent être mises en relation avec la consommation d'énergie gaz et d'électricité du site comme le montre le graphique de la figure 87 :

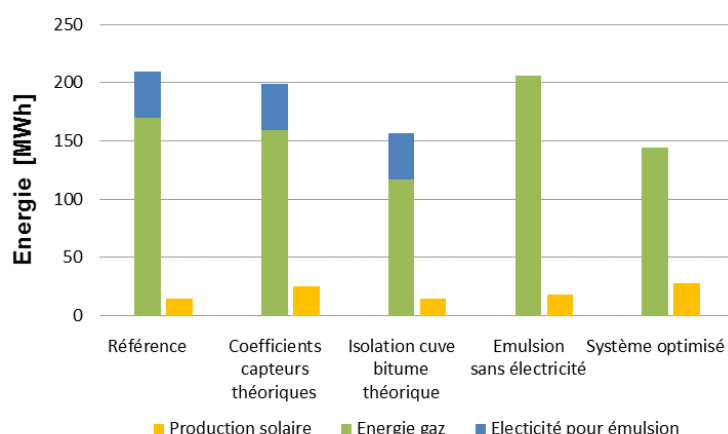


Figure 87 : Simulation – Optimisation de l'installation réelle – Production d'énergie solaire et consommation de gaz et d'électricité pour le chauffage de l'émulsion

L'augmentation des performances isolantes de la cuve bitume entraîne une nette diminution de la consommation d'énergie gaz (31%) mais n'augmente pas significativement la production solaire. La suppression du chauffage électrique a également un impact important sur la consommation de gaz car le complément d'énergie qui n'est pas assuré par le solaire doit être compensée par la chaudière à gaz.

Toutefois, le système optimisé incluant l'ensemble de modifications présentées ci-dessus, montre des résultats encourageant avec une augmentation de 90% de la production solaire, la suppression de la consommation électrique et une diminution de 15% de la consommation de gaz, ceci en comparaison de la situation actuelle mesurée.

Dans tous les cas, la part solaire de cette installation reste faible (par exemple 19% dans le cas de la solution optimisée).

6.4.4 Optimisations du concept

Sur la base de la simulation optimisée présentée dans le chapitre précédent, plusieurs simulations ont été effectuées afin d'observer le comportement de l'installation lorsque différents paramètres sont modifiés. Plusieurs axes ont été suivis :

- Modification des températures de consignes des cuves d'eau et de bitume
- Orientation, inclinaison et type de capteurs solaires
- Diminution des pertes thermiques dans le circuit de dépotage
- Modification de la surface d'échange des échangeurs de chaleur des cuves eau et bitume

Modification des températures de consigne des cuves d'eau et de bitume

En fonctionnement normal, la consigne de la cuve eau se situe à 90°C et celle de la cuve bitume à 190°C.

Le niveau de température des cuves répond à la demande de l'exploitant du site afin de maintenir les produits dans des conditions telles qu'ils soient facilement utilisables. Plus le niveau de température est élevé, plus les déperditions thermiques des cuves seront élevées. De plus, comme il l'a déjà été démontré, la performance du champ solaire est inversement proportionnelle au niveau de température. Ainsi, quatre simulations ont été faites en diminuant ces températures de consigne (80°C et 70°C pour l'eau ; 180°C et 170°C pour le bitume). Chaque simulation correspond à la modification d'une consigne d'une cuve uniquement.

De plus, l'analyse inclut une simulation où l'énergie de dépotage a été diminuée d'un facteur deux. En effet, comme montré dans le chapitre sur l'exploitation des mesures (cf. 5.5.3) ce circuit nécessite une grande énergie pour son maintien en température. Le graphique de la figure 88 montre l'évolution de la production solaire annuelle pour chaque simulation avec la variation en % de la production par rapport à la simulation de référence :

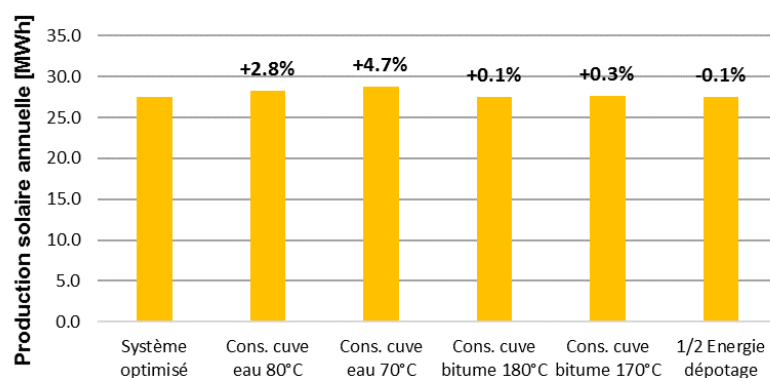


Figure 88 : Simulation – Optimisation du concept – Consigne cuves - Production d'énergie solaire

La modification de la température de consigne de la cuve eau permet d'augmenter quelque peu la production solaire (3 à 5 %) par rapport au système optimisé alors qu'elle stagne avec la diminution de consigne de la cuve bitume et avec la diminution de la consommation d'énergie du circuit de dépotage. De même, l'analyse de la consommation de gaz ne montre pas de diminution notable liée à ces diminutions de consigne (figure 89) :

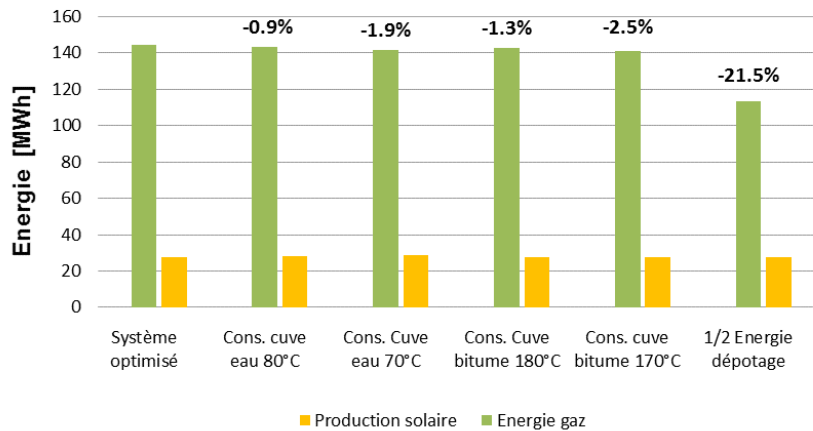


Figure 89 : Simulation – Optimisation du concept – Consigne cuves – Consommation de gaz et production d'énergie solaire

Par contre, la diminution des pertes du circuit de dépotage permet d'obtenir un gain conséquent de l'ordre de 21.5% sur la consommation de gaz par rapport au système optimisé. Cette simulation confirme une fois de plus, qu'il est important de trouver une solution à la gestion de ce circuit.

Modification de la surface des échangeurs dans les cuves

L'analyse des mesures montre que l'échange dans les différentes cuves n'est pas optimal. En effet, les différences de température observées entre l'entrée et la sortie de chacune des cuves sont relativement faibles. L'influence de cet échange est évaluée dans trois simulations. Ainsi, la première simulation considère que la surface des échangeurs des deux cuves est doublée, la seconde, triplée et finalement multipliée par 6.

Les résultats obtenus par rapport à la production solaire sont montrés dans la figure 90 :

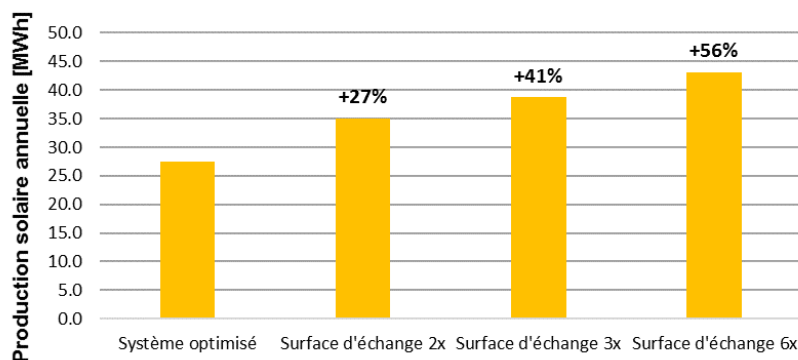


Figure 90 : Simulation – Optimisation du concept – Surface d'échange échangeur - Production d'énergie solaire

Ces simulations montrent la très forte dépendance entre la production solaire et la surface d'échange dans les cuves. Ces simulations montrent également que la surface d'échange réelle est largement sous-dimensionnée. Un simple doublement de la surface permet d'augmenter la production solaire de 27%. La multiplication par un coefficient de 6 augmente la production de 56 %. Cette augmentation de la part solaire entraîne une diminution équivalente de la consommation de gaz comme le montre le graphique de la figure 91 :

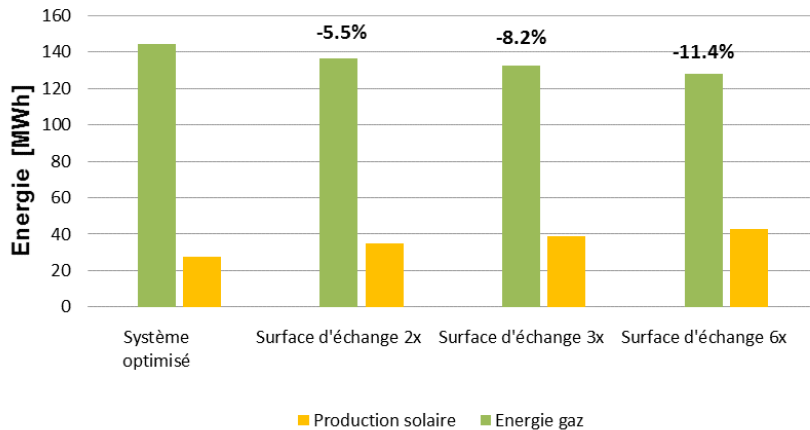


Figure 91 : Simulation – Optimisation du concept – Surface d'échange échangeur – Consommation de gaz et production d'énergie solaire

Le dimensionnement d'une installation solaire conventionnelle aurait abouti sur une surface d'échange 3x plus grande que celle des échangeurs installés dans chacune des cuves de stockage. Dans le cas de cette installation, cette surface devrait encore être doublée pour optimiser la production solaire annuelle. Ce constat émane de l'utilisation de fluides non-conventionnels comme l'huile thermique et les produits bitumineux.

Modifications sur le champ solaire

Une dernière série de simulations a été effectuée en agissant directement sur le champ solaire. Dans un premier temps, le champ a été orienté plein Sud (contre 50°W en réalité) et incliné à 35° (contre 20° en réalité). Ensuite, la surface d'ouverture du champ a été doublée (passant de 184 m² à 368 m²) et triplée (passant de 184 m² à 552 m²).

La suppression du chauffage électrique des cuves à émulsion a montré que la majorité de l'énergie thermique produite par les capteurs solaires permet d'alimenter la cuve en eau. En effet, la quantité d'énergie soutirée à la cuve eau augmente considérablement ce qui implique que la température de consigne de cette cuve est rarement atteinte. En triplant la surface de capteurs solaires, uniquement 15 MWh sont délivrés à la cuve de bitume sur l'année. Ce constat a orienté le choix de faire une simulation en remplaçant les capteurs SRB par des capteurs à tubes évacués⁷, pouvant fournir efficacement de l'énergie aux niveaux de température rencontrés dans cette installation. De plus, une simulation avec des capteurs à concentration⁸ présentant une surface d'ouverture équivalente a été effectuée, ceci dans le but d'estimer la quantité d'énergie qui pourrait être fournie à ce système. Le graphique de la figure 92 montre l'évolution de la production solaire en fonction des différentes simulations :

⁷ Capteur Augusta Solar AS100DF6, $a_0 = 0.753$; $a_1 = 1.42 \text{ W/m}^2\text{K}$; $a_2 = 0.0071 \text{ W/m}^2\text{K}^2$

⁸ Capteur NEP PolyTrough 1800, $a_0 = 0.6$; $a_1 = 0.36 \text{ W/m}^2\text{K}$; $a_2 = 0.0011 \text{ W/m}^2\text{K}^2$

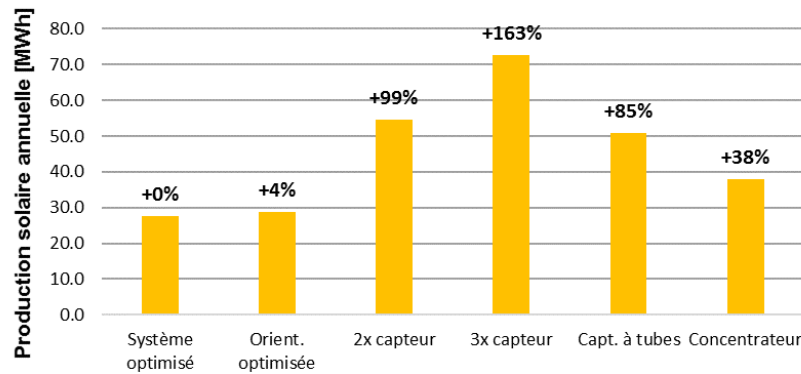


Figure 92 : Simulation – Optimisation du concept – Champ solaire – Production d'énergie solaire

Les indications en pourcentage montrent l'augmentation par rapport à la simulation de référence. Ainsi, la modification de l'orientation et de l'inclinaison n'augmente pas significativement la production solaire (+4%). L'augmentation de la surface de capteur induit une augmentation quasi proportionnelle à celle-ci, ceci s'explique par la faible fraction solaire de l'installation et le potentiel solaire peu exploité sur l'installation. L'aspect le plus intéressant de cette série de simulation réside dans l'augmentation de la production de 85% en remplaçant les capteurs SRB par des capteurs à tubes évacués avec une même surface d'ouverture comme le montre le graphique de la figure 93. Toutefois, avec ce type de capteur aucune énergie solaire n'est transmise au bitume, alors que le système initial a été conçu principalement pour cette application. En effet, les performances de ce type capteur ne permettant pas d'atteindre les températures de fonctionnement nécessaires pour ce processus industriel. Ce point est montré dans le graphique suivant où le rendement des capteurs à tubes utilisés dans la simulation est mis en relation avec le rendement théorique des capteurs SRB :

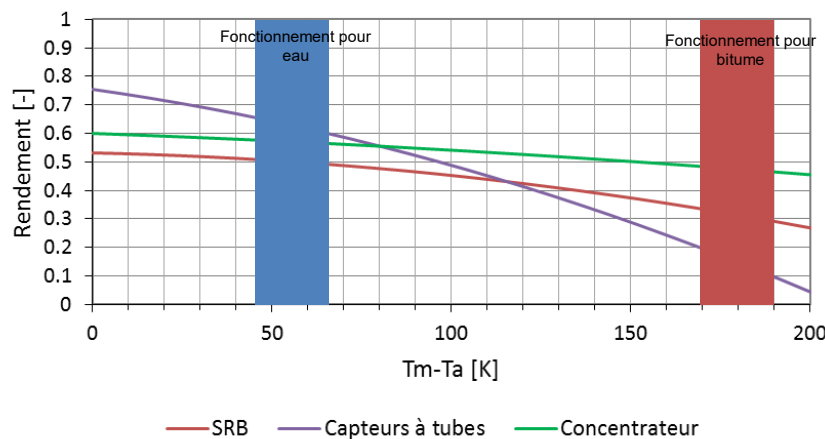


Figure 93 : Simulation – Optimisation du concept – Rendement capteurs à tubes évacués et rendement capteurs SRB en fonction de la température de fonctionnement (Irradiance = 800 W/m²)

Finalement, l'utilisation de concentrateur solaire permettrait également d'augmenter la production solaire (38%). Pour ces simulations, la majorité de l'énergie a été fournie à la cuve eau. Toutefois, l'utilisation de ce type de capteurs permettrait de chauffer la cuve bitume avec un meilleur rendement que les deux autres types considérés. Cependant, l'utilisation d'un système à concentration engendre des coûts supplémentaires tant à l'investissement qu'en fonctionnant (système suiveur) et engendre un plus grand encombrement pour la même surface d'ouverture que les deux autres types de capteurs.

Au niveau de la consommation de gaz, ces différentes modifications sur le champ de capteur aboutissent aux résultats présentés dans la figure 94 :

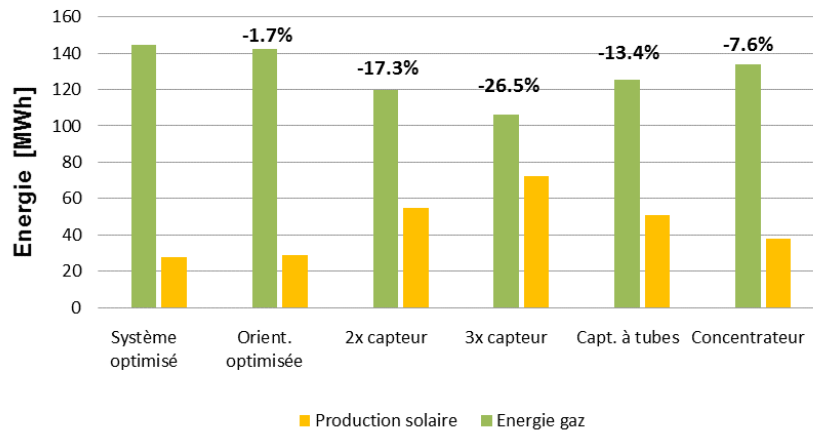


Figure 94 : Simulation – Optimisation du concept – Champ solaire – Consommation de gaz et production d'énergie solaire

La diminution de consommation de gaz est intimement liée à l'augmentation de la production solaire. Ainsi, le triplement de la surface du champ solaire permet d'économiser 26.5% de gaz.

Pour compléter cette analyse, le rapport entre l'énergie solaire produite et l'énergie gaz consommée par l'installation a été fait avec les simulations les plus pertinentes.

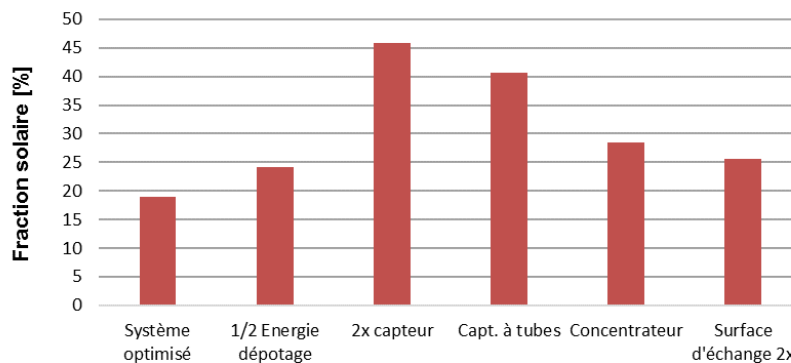


Figure 95 : Simulation – Optimisation du concept – Rapport entre énergie solaire produite et consommation de gaz

Ce graphique montre que l'utilisation de capteurs à tubes évacués permet de passer d'une fraction solaire de 19% pour l'installation de référence à 41%. De même, le doublement de la surface de l'échangeur permet à l'installation de fournir 26% de l'énergie nécessaire au site. Ces chiffres sont encourageants et permettent d'envisager l'utilisation d'énergie solaire sur ce type de sites industriels.

6.5 Conclusion aux simulations

Un modèle de simulation fonctionnant sous Polysun a pu être développé et exploité. Après validation des différents composants du modèle, une simulation de référence a été faite sur la base des mesures obtenues entre le 1^{er} août 2015 et le 31 juillet 2016. Les résultats de la simulation étant proches des mesures, le modèle de simulation dans son ensemble est considéré comme représentatif du fonctionnement de l'installation de Pittet-Chatelan.

Compte tenu des performances relativement mauvaises de l'installation réelle, une première série de simulations s'est focalisée sur le potentiel de l'installation telle qu'elle est installée. Ainsi, différents paramètres ont été adaptés afin d'estimer les différentes productions et consommations dans le cas où l'installation fonctionnerait selon les grandeurs de dimensionnement. Ainsi, il a été démontré que la production solaire pourrait presque doubler si les capteurs solaires fonctionnaient selon leurs coefficients normalisés et si le chauffage de l'émulsion était uniquement réalisé au travers de la cuve eau (suppression du chauffage par l'électricité). En parallèle à cette augmentation de production solaire, une diminution de la consommation de gaz et d'électricité est visible.

Ensuite, différentes simulations ont été réalisées en modifiant des aspects constructifs et des aspects de la régulation de l'installation.

La diminution de la consigne de température des cuves eau et bitume ne permet pas d'augmenter significativement la production solaire. Par contre, la diminution des pertes du circuit de dépotage d'un facteur 2 laisse entrevoir une diminution de la consommation de gaz du site de l'ordre de 20%. Les simulations montrent également que les échangeurs de chaleurs des deux cuves sont largement sous-dimensionnés. En effet, le doublement de la surface d'échange permet de produire 27% de plus d'énergie solaire. Une augmentation plus grande de cette surface permet d'entrevoir une plus grande production mais risque de poser des problèmes constructifs. Finalement, plusieurs simulations ont été faites en jouant sur les caractéristiques du champ de capteurs solaires. Ces simulations montrent d'une façon très intéressante que le choix des capteurs SRB n'est pas nécessairement le meilleur. En effet, le remplacement de ces capteurs par des capteurs à tubes évacués (même surface d'ouverture) permettrait d'augmenter de 85% la production solaire et de diminuer de 13% la consommation de gaz. Dans cette configuration, les capteurs à tubes évacués produisent uniquement de l'énergie à "basse" température pour la cuve eau, mais avec des rendements nettement meilleurs que ceux des capteurs SRB. Par contre, cette configuration ne permet pas de charger la cuve bitume avec de l'énergie solaire (dans le cas d'une saison sans émulsion, par exemple). Cette configuration permet d'obtenir une fraction solaire de l'ordre de 40% sur le site.

Dans tous les cas, il faut garder à l'esprit que la part solaire est relativement faible par rapport à la part gaz de l'installation. Ainsi, même les augmentations conséquentes de la production solaire n'entraînent pas nécessairement une diminution conséquente de la consommation de gaz.

7 Analyse environnementale

7.1 Introduction et objectifs

En complément aux axes liés à l'exploitation et à la simulation, ce chapitre aborde les aspects liés à l'analyse de cycle de vie de l'installation (écobilan).

L'objectif de cette analyse est de montrer les économies "environnementales" liées à l'utilisation d'une installation solaire sur le site de Pittet-Chatelan par rapport à une installation sans solaire (état avant modification du site).

Ainsi, la logique d'analyse réside dans une logique de **comparaison**. De fait, les impacts liés aux matériaux des éléments présents dans toutes les installations comparées ne sont pas pris en considération.

L'écobilan tient compte des matériaux de construction, des installations dans leurs phases de fabrication et d'élimination ainsi que de l'énergie nécessaire à faire fonctionner ces installations selon leurs besoins énergétiques, ceci sur une durée de vie de 20 ans, aucun remplacement n'est pris en compte durant la durée de vie des matériaux.

7.2 Méthodologie

La méthodologie appliquée dans cette étude est conforme aux normes ISO 14'040 et 14'044 [6]. Les données de base concernant les matières premières et les processus à analyser ont été fournis soit par l'exploitant du site, soit par mesure sur site, soit tirés de notre expérience. Les valeurs d'impacts proviennent de la base de données KBOB [7] dans la plupart des cas, en cas de non-existence dans cette base de donnée, les valeurs ont été tirées de la base ecoinvent V2.2 [8] :

Les transports de la matière première pour la fabrication des matériaux ou des composants sont pris en compte dans les données utilisées.

7.2.1 Indicateurs

L'écobilan d'un produit ou d'un processus peut être analysé au moyen d'un grand nombre d'indicateurs. Dans le cadre de ce projet, deux indicateurs d'impacts ont été retenus :

- L'énergie primaire non-renouvelable (CED_{NRE}) : énergie nucléaire, énergies fossiles et énergie tirées de la forêt primaire, exprimée en MJ-éq
- Le potentiel de réchauffement climatique (GWP), incluant l'ensemble des gaz à effet de serre, exprimé en kg CO₂-éq

7.2.2 Fonction du système

Les installations analysées sont utilisées pour maintenir en température une cuve de bitume, une cuve d'eau et deux cuves d'émulsion. L'énergie fournie à la cuve d'eau permet de chauffer le bâtiment administratif et de produire l'eau chaude sanitaire du site.

7.2.3 Unité fonctionnelle

L'unité fonctionnelle est de "répondre à un besoin énergétique pour la production du site industriel de Pittet-Chatelan pendant 20 ans". Ce besoin est défini selon les mesures effectuées sur le site.

7.2.4 Limite du système

La limite du système de cette étude va de l'extraction des matières premières, de la fabrication des matériaux pour les différents équipements et de leur élimination en fin de vie. La phase d'utilisation est prise en compte par le calcul des besoins énergétiques annuels du site.

La partie transport entre l'usine de fabrication et le lieu d'exploitation n'est pas prise en compte dans l'analyse.

7.2.5 Consommation d'énergie

Les valeurs d'impact prises en considération pour la consommation d'énergie ont été tirées de la base de donnée KBOB. Les valeurs prises en compte sont données dans le tableau 10 :

Source d'énergie	Description	CED _{NRE} [MJ/MJ]	GWP [kgCO ₂ -eq/MJ]	Source
Gaz naturel	Gaz naturel / énergie finale (sur PCS)	1.06	0.0633	KBOB / eco-bau / IPB 2009/1:2014
Electricité	Mix consommateur CH	2.69	0.0385	KBOB / eco-bau / IPB 2009/1:2014

Tableau 10: Ecobilan - Descriptif des configurations comparées dans l'analyse de cycle de vie

7.3 Installations considérées

Toutes les variantes possèdent en commun :

- Une chaudière à gaz de 350 kW de puissance modulable, avec un rendement de 80%
- Une cuve de stockage d'eau de 23 m³ satisfaisant aux besoins de chauffage et d'ECS du bâtiment administratif ainsi qu'au chauffage de l'émulsion
- Une cuve de stockage de bitume de 70 m³
- Deux cuves d'émulsion de bitume de 50 m³ chacune
- Un réseau hydraulique

Les configurations d'installations comparées sont décrites dans le tableau 11:

Abréviation	Description	Chauffage cuve eau	Chauffage cuve bitume	Chauffage émulsion
Référence	Installation sans solaire / Emulsion séparée	Gaz	Gaz	Electricité
Conf. 1	Installation sans solaire / Emulsion hydrauliquement raccordée à l'installation	Gaz	Gaz	Gaz
Conf. 2	Avec installation solaire / selon fonctionnement site	Gaz/Solaire	Gaz/Solaire	Gaz/Solaire/Electricité
Conf. 3	Avec installation solaire / selon fonctionnement optimal (simulation)	Gaz/Solaire	Gaz/Solaire	Gaz/Solaire

Tableau 11: Ecobilan - Descriptif des configurations comparées dans l'analyse de cycle de vie

Pour chaque configuration, les postes d'impacts suivants sont considérés :

Postes d'impacts	Référence	Conf. 1	Conf. 2	Conf. 3
Matériaux – Raccordement hydraulique émulsion	x	✓	✓	✓
Matériaux – Installation solaire	x	x	✓	✓
Energie – Consommation de gaz	✓	✓	✓	✓
Energie – Consommation d'électricité pour le chauffage de l'émulsion	✓	x	✓	x
Energie – Consommation d'électricité circulateur chaudière	✓	✓	✓	✓
Energie – Consommation d'électricité circulateur émulsion	x	✓	✓	✓
Energie – Consommation d'électricité circulateur solaire	x	x	✓	✓

Tableau 12: Ecobilan - Postes d'impacts considérés dans les différentes configurations

7.3.1 Détermination de l'impact de l'installation solaire

Afin de chiffrer l'impact en termes de matériaux de l'installation solaire, celle-ci a été décomposée par éléments. Les masses des différents composants ont été définies sur la base d'informations reçues par l'exploitant, par le fabricant de capteurs solaires ou mesurées sur place. Des extrapolations ont également été faites sur la base des travaux exécutés au sein du LESBAT [9].

L'installation solaire a été décomposée en 3 catégories différentes :

- Capteurs
- Tuyauteries et armatures
- Structure du champ solaire

L'annexe 2 résume les masses et les impacts de chaque matériau composant l'installation solaire, réparti selon les 3 catégories ci-dessus.

En termes de masse, la figure 96 présente la répartition par groupe et par matériaux.

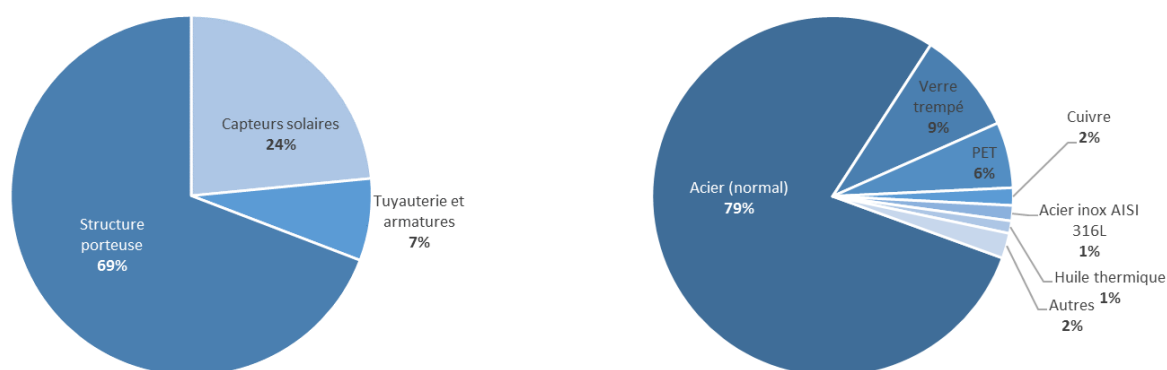


Figure 96 : Ecobilan – Répartition des masses de l'installation solaire par type de matériau

La structure porteuse du champ de capteurs solaires participe pour près de 70% à la masse totale de l'installation solaire. Le champ de capteur pour 24% et les tuyauteries et armatures (circulateurs, vannes) pour 7 %. Cette prédominance en masse de la structure porteuse se traduit dans la répartition par matériau, en effet, le matériau le plus présent est l'acier de construction (acier normal). Il représente 79% de la masse totale de l'installation solaire. En termes de chiffres, la structure porteuse du champ de capteur représente près de 13'000 kg (pour un total de 14'500 kg d'acier pour toute l'installation). Ensuite, mais loin derrière, le verre trempé des capteurs solaires représente 1'700 kg. Les autres matériaux représentent des masses relativement faibles.

Pour calculer les impacts de cette installation solaire, en plus des impacts liés aux matériaux, deux processus énergétiques ont été intégrés, il s'agit d'un chauffage des capteurs solaire après que le vide ait été fait et le traitement de thermolaquage de la structure porteuse.

En préambule à l'analyse, la répartition des impacts environnementaux des capteurs par matériaux capteurs est montrée dans la figure suivante :

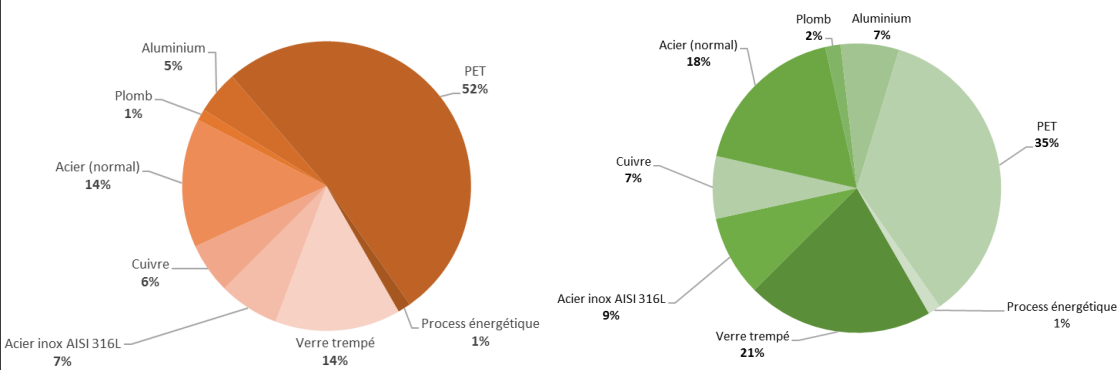


Figure 97 : Ecobilan – Capteurs solaires - Répartition des impacts par matériaux – à gauche : CED_{NRE}, à droite : GWP

Cette répartition montre que le PET utilisé pour les miroirs représente environ la moitié des impacts pour l'indicateur CED_{NRE} et 35% pour le GWP.

Les impacts liés à l'installation solaire complète sont montrés dans la figure 98 et dans la figure 99 :

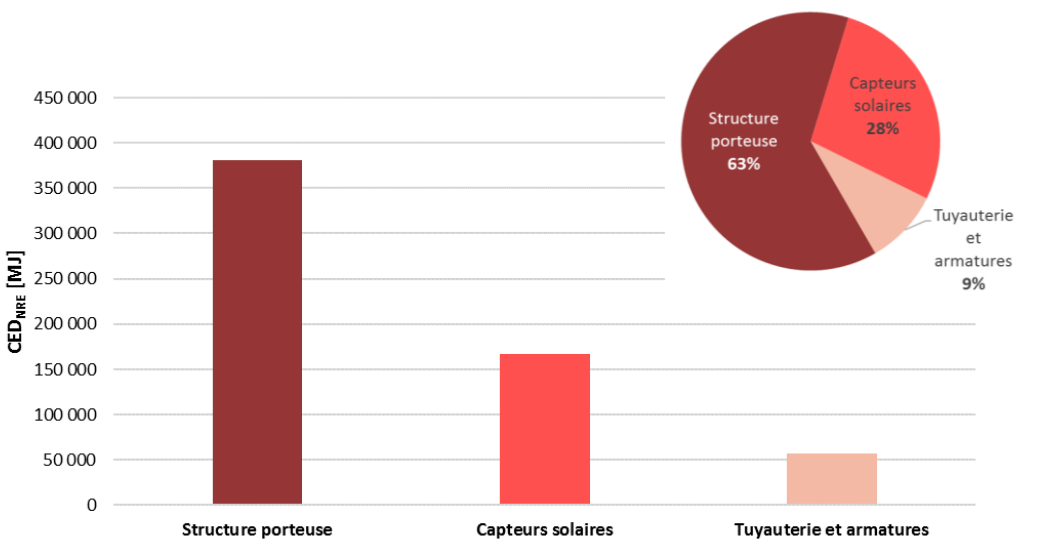


Figure 98 : Ecobilan – Installation solaire – Impacts CED_{NRE}

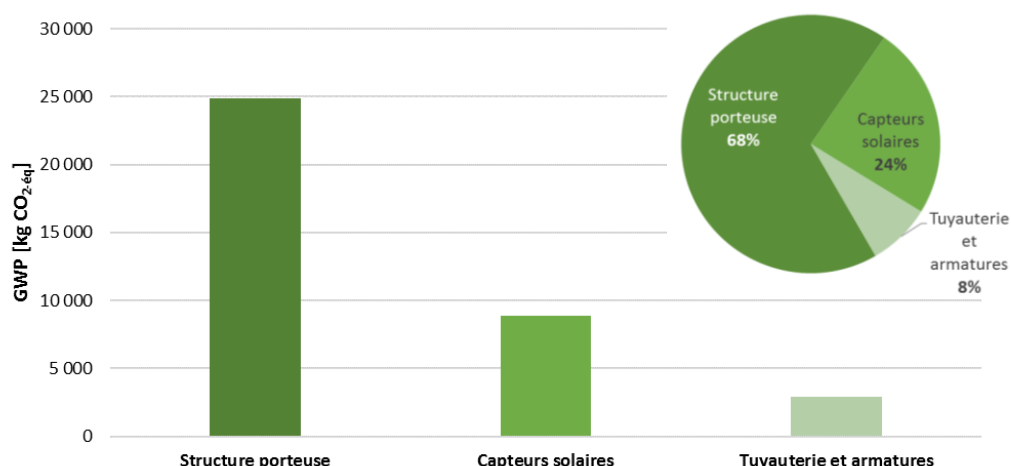


Figure 99 : Ecobilan – Installation solaire – Impacts GWP

Ces graphiques montrent le fort impact de la structure porteuse de l'installation solaire, ceci pour les deux indicateurs. Les capteurs solaires présentent des impacts environ 3 fois supérieurs à la tuyauterie et aux composants hydrauliques du circuit.

7.3.2 Détermination de l'impact du circuit hydraulique émulsion

Initialement, les cuves d'émulsion n'étaient pas raccordées hydrauliquement à l'installation de Pittet-Chatelan. Leur chauffage était assuré par des corps de chauffe électriques. L'analyse propose d'évaluer l'économie d'impacts environnementaux entre la solution initiale et la solution consistant à chauffer l'émulsion grâce à l'installation hydraulique. Pour ce faire et pour être complet, l'impact des matériaux nécessaire au raccordement hydraulique a été chiffré. Tout comme pour l'installation solaire, les masses de composants ont été définies sur la base d'informations reçues par l'exploitant, mesurées sur place ou sur la base d'extrapolations basées sur des travaux exécutés au sein du LESBAT [9].

L'annexe 3 résume les masses et les impacts de chaque matériau composant le raccordement hydraulique du circuit émulsion.

La masse totale considérée pour ce circuit est de 748 kg, l'impact CED_{NRE} vaut 18'938 MJ et les émissions de gaz à effet de serre se situent à 1'236 kg CO₂-ék.

7.3.3 Consommation d'énergie des circulateurs

Le modèle de simulation numérique ne donne pas les consommations électriques des circulateurs réels. Afin de tenir compte de ces énergies, une valeur de COP_{électrique} a été définie pour chaque circulateur. Cette valeur s'est basée sur les mesures de l'installation durant la période du 1^{er} août 2015 au 31 juillet 2016.

Les valeurs utilisées se trouvent dans le

Circulateur	COP _{électrique}
Solaire	8.1
Chaudière	14.3
Emulsion	32.2*

* Le COP_{électrique} pour ce circulateur est calculé sur le mois de juin 2015 où l'émulsion a fonctionné d'une façon cohérente sur tout le mois.

Tableau 13: Ecobilan – COP_{électrique} des circulateurs de l'installation (basé sur consommations réelles du 01.08.2015 au 31.07.2016)

7.4 Résultats

Comme mentionné plus haut, le calcul effectué inclut les composants supplémentaires à ceux présents dans l'installation de référence. Par contre, la consommation énergétique de chaque poste est prise en compte dans l'analyse. La figure 100 et la figure 101 montrent les résultats obtenus pour les deux indicateurs considérés ainsi que la différence en pourcent par rapport à l'installation de référence :

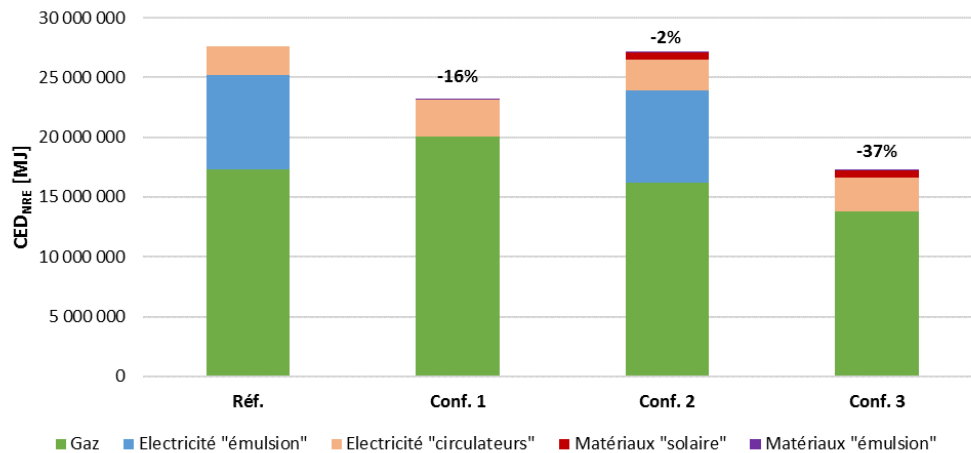


Figure 100 : Ecobilan – Comparaison de l'énergie primaire non-renouvelable (CED_{NRE}) pour les différentes configurations

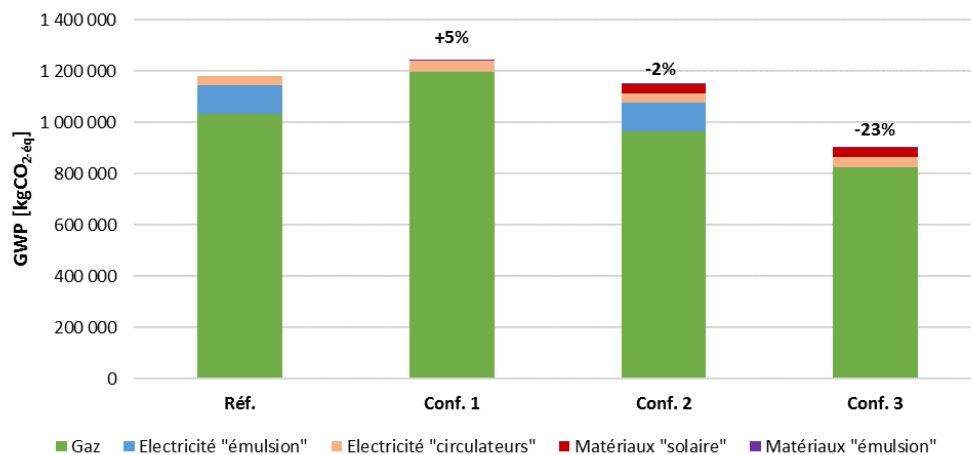


Figure 101 : Ecobilan – Comparaison des émissions de gaz à effet de serre (GWP) pour les différentes configurations

Plusieurs points ressortent de ces graphiques :

- Dans le cas de l'indicateur d'énergie primaire non-renouvelable, le fait de supprimer le chauffage de l'émulsion par l'électricité et de contraindre la chaudière à fournir cette énergie (Conf. 1) permet de réaliser une économie d'énergie primaire de 16% par rapport à l'installation de référence (Réf.). L'impact ajouté par le raccordement hydraulique de la cuve est insignifiant par rapport aux énergies en jeu liés à la consommation. Par contre, cette modification entraîne un surcoût d'émissions de gaz à effet de serre, ceci étant lié au remplacement d'un vecteur énergétique avec relativement peu d'émission de gaz à effet de serre (électricité suisse) par un vecteur fossile (gaz).

- L'ajout de l'installation solaire au système permet de faire des économies, tant au niveau de l'énergie primaire qu'au niveau des émissions de gaz à effet de serre, ceci malgré les impacts liés aux matériaux ajoutés. Cependant, dans le cas du fonctionnement tel qu'il a été observé sur le site (Conf. 2), l'économie est très faible. En effet, le chauffage de l'émulsion par l'électricité engendre une consommation conséquente au niveau du CED_{NRE}. De plus, dans ce cas, la production solaire est pénalisée car la demande de la cuve eau (basse température) est faible. Par contre, dans le cas de la configuration optimisée (Conf. 3), le potentiel d'économie atteint 37% pour le CED_{NRE} et 23% pour le GWP. Cette diminution est liée à la suppression du chauffage de l'émulsion par l'électricité mais également par l'augmentation de la production solaire qui agit directement sur une diminution de consommation de gaz.

Une analyse a permis de montrer le temps après lequel le "coût" environnemental des modifications (raccordement émulsion et installation solaire) serait remboursé par les économies d'énergie réalisées sur le site. Ceux-ci sont donnés dans le tableau 14 :

Abréviation	Pour CED _{NRE}	Pour GWP
Conf. 2	11.5 ans	11.6 ans
Conf. 3	1.2 ans	2.4 ans

Tableau 14: Ecobilan – Temps de remboursement du raccordement hydraulique de l'émulsion et de l'installation solaire

Ainsi, même dans le cas du fonctionnement actuel qui n'est pas bon, les impacts liés à l'installation solaire et, dans une moindre mesure, au raccordement des cuves d'émulsion peuvent être remboursés par les économies réalisées sur le site après 11 à 12 ans. D'un point de vue environnemental, ce temps est raisonnable. Qui plus est, dans le cas d'un fonctionnement optimal de l'installation, c'est déjà après 2 ans que le "surcoût" environnemental serait remboursé ! Ce temps serait encore plus court dans le cas où l'installation solaire pourrait se passer d'une structure métallique telle que l'installation de Pittet-Chatelan (par exemple sur une toiture).

7.5 Conclusion à l'analyse de cycle de vie

L'analyse de cycle de vie présentée a permis de montrer que l'installation solaire installée sur le site de Pittet-Chatelan est une bonne solution environnementale. En effet, le temps de remboursement se situe entre 11 et 12 ans avec l'installation telle qu'elle a fonctionné sur le site et entre 1 et 3 ans avec une installation optimisée. Ainsi, uniquement la modification de la gestion du chauffage de l'émulsion permettra de diminuer le temps de remboursement de l'installation d'une façon conséquente. Cette analyse a, une fois de plus, mis le doigt sur l'intérêt à favoriser le chauffage de l'émulsion via la cuve eau. En effet, en plus de l'économie d'énergie primaire non-renouvelable susceptible d'être faite, la production solaire est favorisée, ce qui engendre une économie globale de gaz (ceci malgré la forte augmentation de la demande énergétique liée à l'émulsion).

L'impact environnemental des matériaux lié à l'installation solaire est très faible sur le total de l'installation. Toutefois, l'analyse détaillée de l'installation solaire montre que la part des impacts liée à la structure métallique est très grande (plus de 60% pour les deux indicateurs). Dans le cas d'une installation qui ne nécessiterait pas une telle structure, cette part deviendrait encore plus faible et le temps de remboursement diminuerait d'autant plus.

8 Considérations financières

8.1 Introduction et objectifs

Le but de ce chapitre est d'estimer le coût de l'énergie solaire produite sur le site de Pittet-Chatelan dans la configuration de fonctionnement actuelle et dans le cas de l'installation optimisée. En effet, compte tenu des informations à disposition du LESBAT, il est difficile de définir d'autres indicateurs financiers. Il est important de préciser que les coûts d'investissement fournis par Colas Suisse et utilisés dans ce rapport comportent des chiffres étranges et nécessitent une double validation de la part de Colas Suisse. Malgré plusieurs relances, cette validation n'a pas pu être effectuée durant cette année, mais sera effectuée certainement pour le rapport final. Le travail effectué ici donne tout de même une indication sur la démarche effectuée sur ce calcul.

8.2 Hypothèses et méthode

Dans le cadre du calcul du coût du kWh solaire produit par l'installation, il a été décidé d'employer la méthode des annuités. Celle-ci permet de rapporter le coût d'investissement de l'installation sur sa période d'amortissement en considérant un taux d'intérêt donné (voir tableau des hypothèses de calcul ci-dessous). En additionnant le coût annualisé de l'investissement aux frais d'opération et de maintenance, le coût du kWh solaire est ainsi obtenu et peut être comparé aux coûts liés à l'utilisation d'autres systèmes de production de chaleur.

La formule de calcul du coût annualisé est la suivante :

$$\text{Coût annualisé} = a_{pr} \cdot (\text{Investissement} - \text{Subventions}) + \text{Frais d'opération \& maintenance}$$

avec a_{pr} le facteur d'annuité calculé comme suit :

$$a_{pr} = \frac{(1 + i_r)^P \cdot i_r}{(1 + i_r)^P - 1}$$

avec i_r = taux d'actualisation; P = période de calcul.

Pour définir le coût de l'énergie solaire produite, il s'agit de diviser le coût annualisé par la production solaire annuelle.

Les hypothèses suivantes ont été considérées :

Libellé	Valeur	Source
Coût d'investissement	423'300 CHF	COLAS
Subventions	15'000 CHF	COLAS
Coût d'entretien de l'installation solaire	11'000 CHF/a	COLAS
Durée du calcul	20 ans	
Taux d'intérêt	3 %	SIA 480 [10]
Facteur d'annuité réel pour la période de calcul (a_{pr})	6.72 %	SIA 480 [10]

Tableau 15: Analyse financière – Hypothèses considérées dans le calcul

8.3 Résultats

La production d'énergie solaire est tirée des simulations. Les configurations 2 et 3 de l'étude faite pour l'analyse de cycle de vie sont considérée, à savoir :

Abréviation	Description	Chauffage cuve eau	Chauffage cuve bitume	Chauffage émulsion
Conf. 2	Avec installation solaire / selon fonctionnement site	Gaz/Solaire	Gaz/Solaire	Gaz/Solaire/Electricité
Conf. 3	Avec installation solaire / selon fonctionnement optimal (simulation)	Gaz/Solaire	Gaz/Solaire	Gaz/Solaire

Tableau 16: Analyse financière - Descriptif des configurations analysées

Le tableau 17 montre le coût annualisé, la production solaire annuelle et le coût du kWh solaire produit pour les deux configurations :

Abréviation	Description	Coût annualisé [CHF/a]	Production solaire annuelle [kWh]	Prix du kWh solaire [CHF/kWh]
Conf. 2	Avec installation solaire / selon fonctionnement site	38'848	14'313	2.71
Conf. 3	Avec installation solaire / selon fonctionnement optimal (simulation)	38'848	27'549	1.41

Tableau 17: Analyse financière – Résumé des coûts et de la production solaire

Le coût du kWh solaire produit dans cette installation est extrêmement élevé et non-supportable pour l'exploitant. Ce coût est lié au fonctionnement actuel de l'installation, fonctionnement qui ne répond pas aux attentes. L'augmentation de la production solaire via les améliorations de gestion (suppression du chauffage de la cuve d'émulsion par l'électricité) permet de passer de 2.71 à 1.41 [CHF/kWh]; c'est mieux mais pas suffisant !

Un calcul a été effectué afin de connaître le coût prévu initialement dans le projet. Pour mémoire, une fraction solaire de 60% était prévue. En considérant le même coût d'investissement et une production solaire théorique de 108'624 kWh, le coût du kWh se situe à 0.36 [CHF/kWh]. Ce coût était intéressant dans le cas d'une telle installation pilote.

Plusieurs hypothèses ont été faites pour définir le coût du kWh solaire produit.

Une analyse de sensibilité sur trois paramètres permet d'observer l'évolution du coût en fonction de la variation du paramètre. Les paramètres retenus sont : l'investissement total, les coûts d'entretien et le taux d'intérêt. Le graphique de la Figure 102 montre l'évolution du coût lorsque ces paramètres sont modifiés :

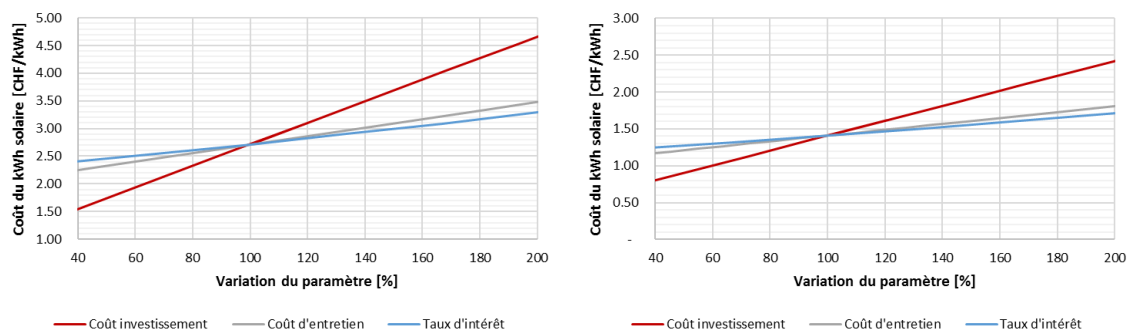


Figure 102 : Analyse financière – Evolution du coût du kWh solaire produit en faisant varier l'investissement, les coûts d'entretien et le taux d'actualisation; à gauche installation selon fonctionnement réel; à droite selon fonctionnement optimisé

Pour les deux configurations étudiées, le coût d'investissement est le paramètre ayant le plus d'influence sur le coût du kWh solaire produit.

Une estimation a été également effectuée pour une installation solaire utilisant des capteurs à tubes évacués. Selon la production solaire simulée (cf. chapitre 6) et pour être concurrentiel avec le prix du kWh de gaz (0.11 [CHF/kWh]), il faudrait arriver à un coût d'investissement de l'ordre de 500 [CHF/m²] de capteur installé. Ce chiffre est difficilement réalisable pour des installations relativement petites (<500m²), mais peut être envisagé dans le cas d'installations de plus grandes dimensions. Ainsi, un retour sur investissement plus raisonnable pourrait être envisagé dans le cas de l'installation de Pittet-Chatelan avec l'utilisation de tubes évacués. Cependant, et pour ce site industriel, l'utilisation de ce type de capteurs solaires ne permettrait pas de délivrer de l'énergie solaire au bitume.

9 Communication

Durant toute la durée du projet, plusieurs travaux de communication ont été effectués pour la promotion du projet auprès de publics très variés :

- Un article scientifique réalisé en collaboration avec le journaliste scientifique Jürg Wellstein est paru dans la revue scientifique SPEKTRUM Gebäudetechnik **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**
- Une présentation orale du projet a été réalisée lors du Workshop Solare Prozesswärme organisé par le SPF à Rapperswil
- Une présentation orale du projet a été réalisée lors de la conférence Eurosun 2014 organisé par l'International Solar Energy Society à Aix-les-Bains en France **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**
- Un poster a été présenté pendant le symposium ER'14 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** organisé par le LESBAT à Yverdon-le-Bains.
- Une présentation orale du projet ainsi qu'un article ont été réalisés lors de la conférence SHC 2015 à Istanbul [6]
- Participation à la conférence SHIP 2015 – Solar Heat for Industrial Process à Montpellier (F)
- Une présentation orale du projet ainsi qu'un article ont été réalisés lors de la conférence Eurosun 2016 à Majorque [11].
- Présentation orale du projet, avec accent sur le stockage d'énergie lors du meeting de l'annexe 30 du programme ECES (Energy conservation through energy storage) de l'AIE (Agence internationale de l'énergie) à Tokyo.
- Une présentation orale du projet ainsi qu'un article ont été réalisés lors de la conférence SHC 2017 à Abu D'Habi [6]

10 Collaboration au niveau national

Les domaines d'activités très variés de ce projet rendent nécessaire une étroite collaboration tant avec les partenaires du projet qu'avec d'autres entreprises Suisses. Tout comme pour les années précédentes, les acteurs suivants ont été impliqués dans ce projet durant l'année 2016 :

- Colas Suisse SA, partenaire principal du projet et exploitant du site
- Institut für Solartechnik (SPF) a fourni un soutien technique pour la création du modèle numérique de l'installation sous Polysun
- SRB Energy a fourni des informations additionnelles sur leur capteur notamment pour la modélisation sous Polysun et pour les impacts environnementaux
- VelaSolaris a montré une disponibilité à créer des nouveaux modèles numériques adaptés à nos besoins notamment pour le fluide thermique et pour une cuve de stockage avec niveau variable.
- Le laboratoire LPTherm de la HEIG-VD a offert un soutien technique grâce à leur expertise en systèmes industriels à haute température et haute pression.

11 Collaboration au niveau international

Un soutien non-négligeable a été accordé à ce projet par le comité Ra&D de la Haute école spécialisée de la Suisse occidentale (HES-SO). Le LESBAT a décidé d'utiliser cette aide pour la participation à la Tâche 49 de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) afin de donner une visibilité à ce projet au niveau international, mais aussi pour pouvoir bénéficier des riches connaissances acquises par les différents acteurs impliqués dans cette Tâche. Dans ce cadre, le LESBAT a participé en 2015 à deux meetings, le premier du 12 au 13 mars 2015 en Espagne (Tecnalia) et le second, du 15 au 17 septembre 2015 en France (Montpellier)

Le LESBAT a été également sollicité pour participer à l'ECES Annexe 30 organisée par l'AIE afin de contribuer aux différents aspects liés au stockage d'énergie, mais aussi à l'intégration des énergies renouvelables dans les systèmes de stockage d'énergie. Cette participation permet de donner une visibilité à ce projet au niveau international, mais aussi permet de bénéficier des connaissances acquises par les différents acteurs impliqués dans cette Annexe. Dans ce cadre, le LESBAT a participé en 2016 à cinq meetings, le premier du 2 au 4 mai 2015 en Allemagne (Francfort), le second, du 17 au 19 octobre 2016 au Japon (Tokyo) le troisième du 24 au 26 avril en Espagne (Lleida), le quatrième du 17 au 19 octobre en France (Pau) et le dernier en Allemagne (Collogne).

Une collaboration continue avec l'entreprise MRI (France), l'installateur du système de chauffage et programmeur de la régulation du système est nécessaire pour effectuer les nombreux ajustements de l'installation suite à l'analyse des mesures expérimentales de cette année.

12 Conclusions et perspectives

12.1 Conclusions

Le projet "*Colas - Campagne de mesures : Installation solaire thermique à haute température de Colas Suisse SA (Yverdon-les-Bains)*" financé par l'OFEN présente plusieurs aspects différents.

L'exploitation des mesures a montré que le système fonctionne dans l'ensemble d'une façon correcte. Quelques problèmes de sondes et de gestion ont été relevés et résolus avec l'exploitant durant la période d'exploitation. Toutefois, malgré ce fonctionnement cohérent, les performances mesurées de l'installation solaire sont relativement faibles et ne peuvent satisfaire l'exploitant. De plus, les rendements définis pour la chaudière à gaz ne sont pas cohérents, ceci malgré plusieurs investigations tant au niveau de la validation du débit mesuré sur l'installation, qu'au niveau des températures mesurées et de la chaleur massique du fluide caloporteur.

La validation du modèle de simulation a permis de montrer quelques dysfonctionnements au niveau de l'installation, en particulier le niveau de performance des capteurs solaires. En effet, le rendement du champ de capteurs se situe au-dessous des performances théoriques certifiées. Lorsque les capteurs

fonctionnent à basse température (90°C – cuve eau), le rendement est d'environ 15% inférieur à la théorie ; cette valeur peut s'expliquer par le fait qu'un champ entier (incluant les pertes thermiques dans la tuyauterie entre les capteurs) est mesuré alors que lors de la certification uniquement un capteur est évalué. De plus, des saletés ont été observées sur le vitrage des capteurs diminuant ainsi la transmission du rayonnement solaire. Par contre, à haute température, la différence augmente considérablement ; ceci peut s'expliquer par le fait qu'à ces niveaux de température, la courbe théorique émane d'une extrapolation faite sur la base de températures faites à plus bas niveau. Ce point nous semble important pour le développement du solaire thermique dans l'industrie. En effet, il est primordial que le dimensionnement puisse se faire avec des paramètres théoriques répondant à la réalité. Ceci implique que pour certains types de capteurs voués à travailler à haute température, une certification allant jusqu'à la température de stagnation serait nécessaire. La validation du modèle de simulation a également permis de montrer de grosses faiblesses au niveau de l'isolation de la cuve bitume.

Le modèle de simulation, quant à lui, a permis de montrer dans un premier temps le potentiel d'optimisation de l'installation en cas de fonctionnement "normal" du système. Ainsi, la gestion du chauffage de la cuve d'émulsion a un lien direct sur les performances de l'installation solaire. En effet, en termes d'énergie, l'émulsion représente un gros poste de consommation, qui permet à l'installation solaire de fonctionner à basse température, ainsi, la production solaire annuelle pourrait être augmentée de 25%. Dans un second temps, le modèle a été utilisé pour montrer le potentiel de celle-ci en modifiant différents paramètres comme la surface des échangeurs de chaleur des cuves ou le type et la surface du champ de capteurs solaires. Ces simulations ont permis de montrer que l'installation dans son ensemble pourrait absorber beaucoup plus d'énergie solaire. Le remplacement des capteurs SRB par des capteurs à tubes évacués permet d'augmenter de 85% la production solaire de l'installation optimisée. Ceci s'explique par le fait qu'avec ce type de capteurs, le 100% de la production solaire est envoyée dans la cuve eau à basse température, et, que pour ce niveau de température, le rendement de ces capteurs est meilleur que celui des capteurs SRB. Toutefois, il faut être conscient, qu'avec ce type de capteurs, il ne serait plus possible d'alimenter la cuve bitume. En effet, les capteurs à tubes évacués ne permettent pas de monter si haut en température.

Une analyse de cycle de vie a été établie afin de chiffrer l'aspect environnemental de l'installation solaire, le but étant de mettre en relation les impacts liés à l'ajout de l'installation solaire par rapport aux gains que celle-ci permet de faire sur l'installation globale. Telle qu'est construite l'installation solaire, il a été montré que la structure porteuse du champ de capteurs engendre la grande majorité des impacts liés à l'installation solaire. L'analyse complète, incluant la consommation de gaz de la chaudière et d'électricité pour l'émulsion et les circulateurs, montre qu'en l'état l'installation permet une faible diminution des impacts environnementaux (2%). Par contre, en optimisant le fonctionnement de l'installation comme montré dans les simulations, une diminution de l'ordre de 37% est visible pour l'indicateur CED_{NRE} et de 23% pour l'indicateur GWP. La suppression du chauffage électrique des émulsions est un facteur important dans cette diminution d'impacts. Toutefois, l'analyse a montré que le temps de remboursement de l'installation solaire se situe à environ 12 ans pour les deux indicateurs en fonctionnement actuel et entre 1 et 3 ans avec le fonctionnement optimisé.

Finalement, un calcul financier a permis de définir le coût de l'énergie produite par l'installation solaire. Malheureusement, les données financières n'ont pas encore été validées par Colas Suisse et les résultats ne sont donc pas fiables. Tout de même les calculs montrent que, pour être compétitif avec le gaz naturel, le coût de l'installation solaire ne devrait pas dépasser 500 [CHF/m²] de capteur installé pour une installation optimisée. Ce chiffre est difficilement atteignable pour des installations de taille réduite et surtout pour des capteurs non conventionnels tels que ceux utilisés dans ce projet. Cependant pour de l'énergie renouvelable il est envisageable de pouvoir payer plus cher que le gaz naturel. De plus, l'entreprise Colas Suisse se montre satisfaite des aspects liés à la communication et au marketing que cette installation a pu amener au groupe Colas.

12.2 Perspectives

Les années 2017 et 2018 permettront d'observer le comportement de l'installation dans son ensemble et l'évolution des performances des capteurs solaires dans le temps. Ainsi, uniquement un suivi mensuel sera établi avec les valeurs de consommation et de production d'énergie.

Les analyses par rapport à l'exploitation de l'installation étant faites ; leur mise en pratique permettra à l'exploitant d'optimiser le fonctionnement de l'installation.

Les résultats obtenus sur ce projet seront disséminés par l'intermédiaire d'articles ou de conférences.

13 Remerciements

Nous tenons à remercier particulièrement :

- L'Office Fédéral de l'Energie pour le financement de ce projet et la rallonge financière accordée pour l'optimisation du comptage d'énergie
- M. Stefan Oberholzer pour son soutien et son aide à la réalisation de ce projet
- Colas Suisse SA pour la mise à disposition de l'installation
- SRB Energy pour la fourniture des informations concernant les collecteurs solaires
- SPF pour l'aide au développement de la méthodologie des mesures et au modèle de simulation
- MRI pour l'implication dans la réalisation de la nouvelle installation et du système de mesures
- La HES-SO pour le financement accordé pour soutenir ce projet.

14 Références

- [1] Projet pilote de maintien en chauffe d'un stockage de 80'000 litres de bitume à 160°C par des panneaux solaires haute énergie, 2011, Rapport final OFEN
- [2] Velasolaris AG, "Polysun Software version 9.0.9." .
- [2] C. Hildbrand, M. Bunea, A. Duret, L. Péclat, and S. Citherlet, "37826 - Projet Colas - Campagne de mesures : Installation solaire thermique à haute température de Colas Suisse (rapport annuel 2015)," 2015.
- [3] M. Bunea, A. Duret, L. Péclat, P. Bornet, M. Maranza, J.-B. Wendling, and S. Pauletta, "Projet Colas : Campagne de mesures : Installation solaire thermique à haute température de Colas Suisse," p. 47, 2014.
- [4] J. Denis, J. Briant, and J.-C. Hipeaux, *Physico-chimie des lubrifiants, analyse et essais*, Technip. 1997.
- [5] L. Péclat, M. Bunea, and A. Duret, "37826 - Projet COLAS - Campagne de mesures: Installation solaire thermique à haute température de Colas Suisse SA (Yverdon-les-Bains) - Adaptation du modèle selon les modifications réalisées sur l'installation," 2015.
- [6] International Organisation for Standardisation (ISO), "ISO 14040 : Environmental management - life cycle assessment- principles and framework." 1997.
- [7] eco-bau und IPB, "KBOB-Empfehlung 2009/1:2014: Ökobilanzdaten im Baubereich, Stand April 2014. Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren c/o BBL Bundesamt für Bauten und Logistik," 2014. [Online]. Available: <http://www.bbl.admin.ch/kbob/00493/00495/index.html?lang=de>.
- [8] eco-bau und IPB, "ecoinvent Datenbestand v2.2+; Grundlage für die KBOB-Empfehlung 2009/1:2014: Ökobilanzdaten im Baubereich, Stand April 2014. Koordinationskonferenz der Bau- und Liegenschaftsorgane der öffentlichen Bauherren c/o BBL Bundesamt für Bauten und Logistik," 2014. .
- [9] S. Citherlet, C. Hildbrand, J. Bony, A. Kleijer, M. Bunea, and S. Eicher, "17280 - SolCool (tâche 38) - Analyse des performances de la climatisation solaire par adsorption et potentiel pour la Suisse - Rapport final," 2011.
- [10] "SIA 480 - Calcul de rentabilité pour les investissements dans le bâtiment," 2016.
- [11] M. Bunea, C. Hildbrand, S. Eicher, A. Duret, and S. Citherlet, "ISES EuroSun 2016 Analysis of a Solar Thermal Installation for Medium Temperature Industrial Applications," vol. 49, no. October, pp. 11–14, 2016.

15 Annexes

Annexe 1: Fluide caloporteur Shell THERMIA B



Shell Thermia Oil B

Heat transfer fluid

Shell Thermia Oil B is based on a blend of carefully selected, solvent refined, high viscosity index mineral oils chosen for their ability to provide superior performance in indirect closed fluid heat transfer systems operating at bulk temperatures up to 320°C.

Applications

- Mineral oil heat transfer systems

Performance Features

- High heat transfer coefficients
- High oxidation and thermal stability
- Good viscosity/temperature characteristics
- Low vapour pressure
- Non-corrosive
- Low toxicity

Thermal Stability

Mineral oils are subject to two forms of degradation at elevated temperatures:

1. Cracking or the breaking down of hydrocarbon molecules by heat. Large molecules rupture into smaller molecules and so on. Some appear as volatile gases, while others are unstable and polymerise into non-soluble deposits.
2. Oxidation or the reaction of hydrocarbon oil with atmospheric oxygen. At room temperature this reaction occurs very slowly, but it accelerates rapidly with increasing temperature.

Oxidation produces acidity in the oil, some non-soluble contaminants and is usually accompanied by an increase in viscosity.

Shell Thermia Oil B has exceptionally good thermal stability at bulk temperatures up to 320°C. The rates of cracking and oxidation are very small, giving maximum oil life. This assumes an efficient fluid heater with good pump circulation so that film temperatures on the heater surfaces do not exceed 340°C.

Service life

The life of Shell Thermia Oil B depends on the design and usage of the system. If the system is well designed, and not subjected to abnormal workloads, the life can be for many years.

It is important to monitor oil condition regularly as rates of change in physical characteristics

are more significant than actual values. A sample should be taken from a newly filled system about one week after start-up to establish a datum. Further samples should then be taken every 6 months and the results compared with the previous samples.

The properties which should be monitored are viscosity, acidity, flash point and insolubles content.

Design and Operating Notes

A potential source of damage to a heat transfer oil is the heater. To avoid trouble, the circulation pump should be capable of producing a fully turbulent oil flow through the heater at surface speeds between 2 and 3.55 metres per second according to surface geometry. The heat flux should be kept to a minimum to reduce film temperature. The maximum film temperature for Shell Thermia Oil B is 340°C.

The heater should contain a minimum of refractory in its construction so that soak-back into the oil is reduced should the circulation pump fail. Direct flame impingement onto the oil tubes should be avoided so as to prevent local overheating and excessive film temperatures.

An expansion tank is necessary to allow for the change in fluid volume upon heating or cooling. The volume of mineral oil at 300°C is about 20 per cent greater than at room temperature. The tank should be large enough to accept the total heat expansion within its own dimensions. It should be the highest point in the oil circuit and be connected to the system on the pump suction side to provide an adequate static head. Circulation through the expansion tank can be prevented by some means such as a U-bend below the point where it joins the main circuit.

The general system pipework should contain adequate ventilation to reduce vapour and air locks during initial start-up. If pressure is necessary it is best to avoid water as its removal before commissioning can be a long and difficult process.



If any moisture is left in the system, the new oil should be heated slowly up to about 110°C with continuous venting. The temperature can then be raised slowly to working temperature with periodic bleeding of vapour. The whole system should be instrumented to monitor oil temperature and flow at critical points, i.e. either side of the heater. It should also have fail-safe devices so that pump failure or excessive temperatures trip the heater. Constant flow through the heater should be maintained regardless of the conditions at the process vessel and this can be achieved by a by-pass line across the process vessel containing a constant pressure valve capable of taking full oil flow.

Typical Physical Characteristics

Kinematic Viscosity	
@ 0°C cSt	229
40°C cSt	25.0
100°C cSt	4.65
200°C cSt	1.2
300°C cSt	0.5
(IP 71)	
Viscosity Index	
(IP 226)	100
Density @ 15°C kg/l	
(IP 365)	0.868
Flash Point °C	
(Pensky-Martens Closed Cup)	220
(IP 34)	
Flash Point °C	
(Cleveland Open Cup)	232
(IP 36)	
Fire Point °C	
(ISO 2592)	255
Pour Point °C	
(IP 15)	-12
Initial Boiling Point °C	
	Above 355
Coefficient of Thermal Expansion per °C	
	0.00076
Autogenous Ignition Temperature °C	
	375
Neutralisation Number mg KOH/g	
	0.05
(IP 139)	

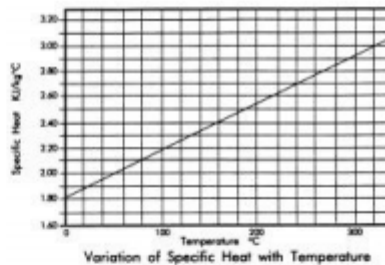
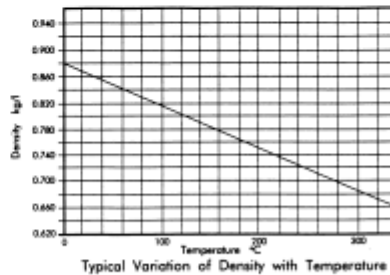
These characteristics are typical of current production. Whilst future production will conform to Shell's specification, variations in these characteristics may occur.

Health & Safety

Shell Themia Oil B is unlikely to present any significant health or safety hazard when properly used in the recommended application, and good standards of industrial and personal hygiene are maintained. For further guidance on Product Health & Safety refer to the appropriate Shell Product

Safety Data Sheet. In the event of any queries contact your local Shell Business Development Manager or:

Normal Office Hours	Emergencies
Shell UK Oil Products Ltd	Shell UK Oil Products Ltd
Delta House	Shell Centre
Wavell Road	London
Wythenshawe	SE1 7NA
Manchester M22 5SB	
Tel: 0161 499 4000	Tel: 020 7934 1234



$$\text{Chaleur massique : } c_{p,huile} = 0.0036 \cdot T + 1.8087 \quad (15.1)$$

$$\text{Masse volumique : } \rho_{huile} = -0.6504 \cdot T + 875.94 \quad (15.2)$$

Annexe 2: Installation solaire – Résumé des masses composant l'installation et des impacts pour l'ensemble de l'installation

Valeur pour l'ensemble de l'installation	Unité	Nom selon base de données	Energie primaire CED_tot	Energie primaire CED_NRE	Gaz à effet de serre	Unité charge écologique
<i>Capteur</i>			[MJ]	[MJ]	[kgCO2_éq]	[UBP]
Verre trempé	1701 kg	Solar glass, low-iron, at regional storage/RER U	24 234	23 502	1 849	1 997 924
Acier inox AISI 316L	178.5 kg	Chromium steel 18/8, at plant/RER U	13 330	11 282	798	1 964 540
Cuivre	283.5 kg	Tôle de cuivre, nue	11 113	9 412	618	14 600 250
Acier (normal)	864.5 kg	Tôle d'acier nue	24 984	24 033	1 582	3 077 620
Plomb	147 kg	Plomb	2 249	2 132	153	956 970
Aluminium	70 kg	Tôle d'aluminium, nue	10 010	8 050	578	693 700
PET	1088.5 kg	Polyethylene terephthalate, granulate, bottle grade, at plant/RER U	88 067	86 001	3 141	2 980 540
Process énergétique	945 MJ	electricity, medium voltage, at grid/kWh/ES U	2 648	2 410	126	123 139
TOTAL CAPTEUR	4333 kg		176 635	166 822	8 845	26 394 683
<i>Tuyauterie solaire et armatures</i>						
Acier (normal)	871.9 kg	Tôle d'acier nue	25 198	24 239	1 596	3 103 944
Laine de verre	82.8 kg	Laine de verre	2 941	2 212	93	148 288
Aluminium	67.8 kg	Tôle d'aluminium, nue	9 702	7 802	560	672 336
Huile thermique	205.1 kg	Lubricating oil, at plant/RER U	16 087	15 956	211	437 585
Acier inox AISI 316L	76.1 kg	Chromium steel 18/8, at plant/RER U	5 686	4 812	340	837 958
Fonte grise	39.6 kg	Cast iron, at plant/RER U	971	940	60	166 093
Caoutchouc	0.2 kg	Synthetic rubber, at plant/RER U	17	17	1	619
PVC	0.3 kg	Polyvinylchloride, at regional storage/RER U	18	17	1	827
Plastique	3.8 kg	Polyethylene, HDPE, granulate, at plant/RER U	293	289	8	5 836
Cuivre	6.5 kg	Tôle de cuivre, nue	256	217	14	336 081
Laiton	4.6 kg	Brass, at plant/CH U	191	162	11	214 137
TOTAL TUYAUTERIE SOLAIRE	1359 kg		61 358	56 663	2 893	5 923 705
<i>Structure champ capteur</i>						
Acier (normal)	12775.7 kg	Tôle d'acier nue	369 218	355 164	23 380	45 481 471
Traitement thermique	329.2 m2	Powder coating, steel/RER U par m2 de surface	27 123	26 206	1 478	1 553 707
TOTAL STRUCTURE	12776 kg		396 341	381 370	24 858	47 035 178
Composants électroniques (régulation)	Non-considéré					
TOTAL CHAMP SOLAIRE	18467 kg		634 333	604 855	36 595	79 353 566

Annexe 3: Emulsion – Résumé des masses composant le raccordement hydraulique des cuves d'émulsion et de leurs impacts

			Energie primaire CED_tot	Energie primaire CED_NRE	Gaz à effet de serre	Unité charge écologique
<i>Valeur pour l'ensemble de l'installation</i>	Unité	Nom selon base de données				
<i>Tuyauterie et armatures pour émulsion</i>						
Acier (normal)	511.0 kg	Tôle d'acier nue	14 769	14 207	935	1 819 271
Laine de verre	23.8 kg	Laine de verre	846	636	27	42 660
Aluminium	22.4 kg	Tôle d'aluminium, nue	3 205	2 577	185	222 078
Eau	142.8 kg	1 kg tap water, at user/kg/CH U (of project Ecoinvent unit processes	0.862	0.708	0.021	50.297
Acier inox AISI 316L	3.1 kg	Chromium steel 18/8, at plant/RER U	230	195	14	33 875
Fonte grise	33.2 kg	Cast iron, at plant/RER U	812	787	50	138 974
Caoutchouc	0.2 kg	Synthetic rubber, at plant/RER U	17	17	1	619
PVC	0.3 kg	Polyvinylchloride, at regional storage/RER U	18	17	1	827
Plastique	2.9 kg	Polyethylene, HDPE, granulate, at plant/RER U	223	220	6	4 440
Cuivre	6.5 kg	Tôle de cuivre, nue	256	217	14	336 081
Laiton	1.8 kg	Brass, at plant/CH U	76	65	4	85 655
TOTAL TUYAUTERIE EMULSION	748 kg		20 452	18 938	1 236	2 684 528
Composants électroniques (régulation)	Non-considéré					
TOTAL CIRCUIT EMULSION	748 kg		20 452	18 938	1 236	2 684 528